



**Сборник работ
молодёжной научно-практической
конференции ПАО «Татнефть»,
посвящённой 70-летию
НГДУ «Лениногорскнефть»**



70 ЛЕТ
НГДУ «ЛЕНИНОГОРСКНЕФТЬ»
1945 - 2015

сентябрь 2015 г.

Добывая-Сохраняем!

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Секция №1 «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений»</i>	3
<i>Секция №2 «Добыча нефти и исследование скважин»</i>	96
<i>Секция №3 «Поддержание пластового давления»</i>	171
<i>Секция №4 «Подготовка нефти и газа»</i>	216
<i>Секция №5 «Защита от коррозии и охрана природы»</i>	269
<i>Секция №6 «Бурение»</i>	334
<i>Секция №7 «Текущий, капитальный ремонт скважин»</i>	423
<i>Секция №8 «Автоматизация, информационные технологии»</i>	454
<i>Секция №9 «Энергетика»</i>	524
<i>Секция №10 «Машины и оборудование в нефтяной и газовой промышленности»</i>	571
<i>Секция №11 «Переработка нефти и газа, нефтехимия»</i>	626
<i>Секция №12 «Охрана труда и промышленная безопасность»</i>	668
<i>Секция №13 «Автотранспорт и спецтехника»</i>	732
<i>Секция №14 «Проектирование, строительство, эксплуатация и капитальный ремонт промышленных и гражданских объектов»</i>	782
<i>Секция №15 «Экономика»</i>	841
<i>Секция №16 «Управление персоналом и мотивация труда»</i>	982
<i>Секция №17 «Комплексные технологии в нефтегазовой промышленности (на английском языке)»</i>	1116
<i>Секция №18 «Интеллектуальный проект «Создай свое предприятие»»</i>	1144

Внедрение ГРП на сланцевых месторождениях (Доманик)

С.П. Александров (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Проблема рентабельности добычи нефти из карбонатных коллекторов с каждым годом приобретает все более актуальное значение в связи с уменьшением запасов нефти в терригенных коллекторах. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе по РТ достигает около 73%. Отметим, что извлекаемые запасы сланцевой нефти в РТ на сегодняшний день оцениваются примерно в 192 млн. тонн. Если считать доманиковые отложения в запасе плюс ресурсы, то получится около 1 млрд. тонн. Но это приблизительная оценка, ведь может быть еще больше... Известно, что основными проблемами при разработке залежей нефти на сланцевых месторождениях являются:

- Высокие градиенты.
- Низкая пористость.
- Низкая эффективность жидкости.
- Мягкие породы (процент известняка более 50 %).
- Трещиноватость (отсутствие развития трещины по горизонтали).
- В связи с низкой проницаемостью, невозможность использования обычных полимерных жидкостей разрыва.

Все эти причины проявляются одинаково - увеличением роста устьевого давления уже при прокачке смеси на начальном этапе. Например на скважине № 2 НГДУ «----» уже на этапе замещения жидкости мы видим постоянный рост устьевого давления (отсутствие развития трещины), что не даёт нам проводить дальнейшие работы. Проведение гидравлического разрыва при данных горно-геологических условиях по классической технологии имеет риск получения технологического «СТОПА».

Предлагаем на скважинах с данными проблемами осуществлять КГРП по следующей технологии:

1. На начальном этапе КГРП с минимальным расходом до 0,5м³/мин. необходимо закачать растворитель (МИАПРОМ, Интат) с целью очистки интервала перфорации и призабойной зоны пласта от АСПО (Асфальтосмолопарафиновые отложения - тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение).

2. Следующий этап стадия протравка НКТ соляно кислотным раствором с добавлением Ni-iron 5000 ppm с темпом нагнетания не более 0.5 м3/мин., с целью очистки внутренней полости НКТ от оксида железа.

3. Последующую стадию проводим с рабочим расходом КГРП с циклической закачкой кислотного раствора с добавлением хим. реагентов Ni-iron 2000 ppm , ASA-1, DM-1,. Создаём в начале новую сеть трещин с помощью кислотного раствора, далее с помощью сшитого геля блокируем созданный канал проводящей трещины. Сшитый гель должен произвести разлом и образовать вязкий слой на стенках трещины и в высокопроводимых каналах, таким образом позволяя последующим стадиям кислоты продвигаться дальше по трещине ограничивая её контакт с карбонатной породой и сокращая утечки. Данная технология была успешно применена на скважине 1 НГДУ «----», где ранее из-за ограничения давления не смогли осуществить технологию проппантного ГРП.

После того, как мы создали горизонтальную трещину с помощью КГРП. Так же мы можем провести процесс ГРП, но не превышая концентрацию проппанта более 400 кг/м3.

Таблица 1.

№ скв.	НГДУ	Продуктивный горизонт	До ГРП			После ГРП		
			Qж.тн/сут т	Qн.тн/сут	обв.%	Qж.тн/сут	Qн.тн/сут	обв.%
1		Ддоманик	2,4	2,1	20	11	4,5	77,2
2		Ддоманик	2,5	2,2	12,5	4,5	4,8	15
3		Ддл	4,8	3,9	18,3	16	6,7	69,2
4		Ддоманик	7,5	6,2	18,3	12,9	10,4	20

Эффективность технологии.

Практическое применение показало, что при проведении гидравлического разрыва по данной технологии позволило получить улучшение производительности скважин. По результатам мероприятий на скважинах доманикового и данково-лебедянского горизонтов отмечена высокая эффективность от внедрения кислотного ГРП, а так же последующего проппантного ГРП.

Применение георадарного комплекса «ЛОЗА-Н» при картировании шешминских песчаников на Сарабикуловском месторождения СВН

И.В. Дергунов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

На сегодняшний день, одним из важнейших перспективных источников углеводородного сырья являются тяжелые нефти и битумы.

В отложениях пермской системы Республики Татарстан установлены значительные запасы тяжелого углеводородного сырья, более 1,4 млрд.т. Эти залежи находятся на небольшой глубине, но относятся к трудноизвлекаемым из-за сложного геологического строения и высокой аномальной вязкости нефти. Таким образом, в настоящее время требуется создание новых технических средств для изучения строения залежей СВН в приповерхностных отложениях осадочного чехла.

Бурение скважин, даже при условии разбуривания по минимальной сетке, редко дает возможность детально изучить сложное залегание пермских. Георадарный комплекс "ЛОЗА" имеет преимущество в подобного рода исследованиях по отношению к другим геофизическим методам и бурению.

Принцип действия георадара основан на излучении электромагнитных волн и приеме сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различные электрофизические свойства. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакты между породами различного литологического состава.

Отличительной особенностью приборов серии ЛОЗА, по сравнению с известными зарубежными и отечественными аналогами, является большой энергетический потенциал, позволяющий работать в средах с низкой проницаемостью.

Летом 2014 года нашими сотрудниками проведены опытные работы по картированию кровли шешминских песчаников на Сарабикуловском месторождения СВН.

На Сарабикуловском месторождении отработано 8 профилей общей протяженностью 25310 м.

В процессе интерпретации стратиграфическая привязка отражающих границ к реальным геологическим границам осуществлялась на основе сопоставления с данными отбора керн и материалов интерпретации ГИС в структурных скважинах.

Глубина зондирования на Сарабикуловской залежи составила 100-160м.

В результате выполненной последовательности процедур в процессе обработки были построены радарограммы. На радарограммах были прослежены основные отражающие границы : P_2kz_1 кровля отложений нижеказанского подъяруса; P_2uf кровля отложений

уфимского яруса. Также на радарограммах фиксируется нижняя граница нефтенасыщенных песчаников уфимского яруса.

По результатам интерпретации георадарных данных в пределах Сарабикуловского месторождения построена структурная карта по границе кровли уфимского яруса. Сарабикуловское поднятие не правильной формы оконтуривается по изогипсе 60м.

В работе представлено сопоставление структурной карты кровли уфимского яруса построенной на основе георадарных исследований результатам построения по данным структурного бурения. В ходе сравнения графических построений по данным электромагнитного профилирования отмечаются более точные элементы Сарабикуловского поднятия. Вместе с тем, общее пространственное положения Сарабикуловской структуры, выделяемой по границе кровли уфимского яруса сохраняется.

В ходе интерпретационных работ выделена нефтенасыщенная пачка шешминского горизонта и построена карта мощности нефтенасыщенной пачки шешминского горизонта уфимского яруса. Максимальная мощность нефтенасыщенного слоя 36 метров отмечается в купольной части Сарабикуловского поднятия в районе скв.7.

Сопоставление карт нефтенасыщенных толщин шешминского горизонта уфимского яруса построенных по разным данным указывает на увеличение по данным георадарного исследования контура нефтеносности и мощности нефтенасыщенных толщин Сарабикуловской залежи.

По данным георадарного обследования установлены границы распространения зоны размыва верхнеказанских отложений. Верхнеказанские отложения размывы в пониженных участках местности, приуроченных к пойменной части реки Шешма.

В результате интерпретации радарограмм в плане были прослежены ряд разломов. Тектонические нарушения довольно четко коррелируются с линияментами речной и овражной сети. Большинство разломов имеют субмеридианальное простирание. Наиболее детально по 6 профилям прослеживается разлом северо-восточного простирания, который четко коррелируется с коленообразным изгибом реки Шешма севернее деревни Сарабикулово.

Георадиолокация, являясь относительно дешевым методом с высокой производительностью и удовлетворительной разрешающей способностью, в полной мере начинает реализовывать свое основное преимущество в геологии по отношению к малоглубинной сейсморазведке и бурению.

Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода

А.З. Ахметшин (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В 2014 году в Татарском геологоразведочном управлении проводились работы по выделению нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе в пределах западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС), являющегося одним из наиболее перспективных районов в отношении нефтеносности комплекса.

Основанием для работы послужило выявление обильного нефтепроявления в сакмарском ярусе с выходом СВН на устье в эксплуатационной скв. № 4024 (11943) Екатериновского месторождения нефти. В результате испытания скважины с паротепловым воздействием в интервале залегания нефтенасыщенных карбонатных коллекторов сакмарского и ассельского ярусов получен приток СВН дебитом 16 м³/сут.

Последовательность и характер работ по выделению нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе следующие.

На 1 этапе выполнения работ составлена база данных по результатам структурного и специализированного на СВН бурения 1018 скважин, а также 163 нефтепоисковых скважин, расположенных в пределах района исследований.

Второй этап включает в себя несколько подэтапов. Первый подэтап представляет собой построение структурных карт по кровле сакмарского и ассельского ярусов. На втором подэтапе структурные карты дополнялись данными по отбору керна в скважинах. На третьем подэтапе на структурных картах отражаются данные о суммарной толщине нефтепроявлений по скважинам. Суммарная толщина коллекторов с нефтепроявлениями для сакмарского яруса изменяется от 0,1 м до 76,4 м (скв. № 74), для ассельского яруса – от 1,3 м до 60 м (скв. № 951). Отмечается слияние нефтеносных интервалов сакмарского и ассельского ярусов с образованием единого этажа нефтеносности мощностью до 96 м. На 4 подэтапе на основании суммарных толщин нефтепроявлений в скважинах по керну из сакмарского и ассельского ярусов осуществлялось оконтуривание нефтеперспективных участков. Основным результатом проведенных работ является выделение 15 нефтеперспективных участков на выявление залежей СВН в сакмарском ярусе и 7 – в ассельском ярусе в пределах района исследований.

Работы 3 этапа заключались в выборе методики оценки ресурсов выделенных нефтеперспективных участков, в обосновании их параметров и в количественной оценке прогнозных локализованных ресурсов по категории Д_{1л}.

Значительный объем бурения скважин с полным или частичным отбором керна из нижнепермского комплекса в районе исследований, лабораторные исследования керна на определение коллекторских свойств пород и их нефтенасыщенности, а также проведенные испытания скважин на приток УВ, в том числе и с ПТВ, позволили оценить ресурсы нефти, по аналогии с ресурсами категории С₃, объемным методом. Нефтеносность нижнепермского комплекса исследуемого района связана, в первую очередь, с кавернозными, а также закарстованными коллекторами, поэтому представляется возможным распространение значений оценочных параметров пористости и коэффициента нефтенасыщенности, определенных для нефтенасыщенных интервалов по данным ГИС в скв. № 11943, на нефтеперспективные участки.

Достоверность данных о толщине нефтенасыщенных пластов по данным документации керна крайне низка, вследствие приуроченности нефти, в первую очередь, к кавернозным коллекторам и карстовым полостям различных размеров и низкого выхода керна при проходке этих отложений. Поэтому для определения $h_{эф}$ использованы результаты ГИС в скв. № 11943. Для скважины были определены отдельно по ярусам коэффициенты, представляющие отношение эффективных нефтенасыщенных интервалов по ГИС к суммарной толщине нефтепроявлений в интервале ГИС, которые использованы для определения $h_{эф}$ для каждого нефтеперспективного участка. Плотность нефти принята по результатам исследования пробы нефти из скв. № 11943.

В соответствии с обоснованными оценочными параметрами оценены прогнозные локализованные ресурсы нефти нефтеперспективных участков по категории Д_{1л}. Суммарные геологические ресурсы в нижнепермском комплексе составили 47,46 млн. т.

Заключительный 4 этап работ сводился к обоснованию точек заложения рекомендуемых поисково-оценочных скважин в пределах нефтеперспективных участков с целью выявления нефтеносных коллекторов в отложениях нижнепермского комплекса.

Итак, выявленные благоприятные предпосылки локализации нефти в нижнепермском комплексе района исследований в совокупности с обнаруженными прямыми признаками нефтеносности этих отложений в структурных и поисково-оценочных скважинах, свидетельствуют о перспективности исследуемого участка недр на выявление залежей СВН. Выполнение рекомендуемого комплекса ГРП позволит получить необходимые геолого-геофизические данные для заключения о наличии залежей промышленного масштаба. Получение положительных результатов позволит определить первоочередные участки для постановки работ разведочного этапа.

Особенности разработки карбонатных коллекторов кизеловского горизонта Бавлинского месторождения. Пути интенсификации добычи нефти.

М.В. Гаврилова (НГДУ «Бавлынефть»)

Разработка кизеловского горизонта была начата с первоочередных участков, разбуриваемых с различной плотностью сетки скважин и системами воздействия.

Из анализа опытно-промышленных работ было установлено:

- организация заводнения на залежах в карбонатных коллекторах положительно сказывается на работе участка. В пласте происходит смена направлений фильтрационных потоков;
- разработка участка по плотной сетке 4 га на естественном режиме обеспечивает приемлемую степень нефтеизвлечения, однако, снижение дебитов приводит к убыточности работы скважин.

В последние годы, проблему повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти кизеловского горизонта решают за счет внедрения комплексных технологий разработки. Важнейшими элементами этих технологий являются: широкое использование горизонтальных скважин, закачка воды, масштабное применение МУН и ОПЗ, внедрение ОРЭ.

Наглядным примером комплексного подхода интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах является 6 блок или Коробковский участок, который разбурен по квадратной сетке 450х450м; размещение скважин по 9-ти точечной системе расположения горизонтальных и вертикальных скважин с нагнет. скважинами в середине элемента.

На сегодняшний день Коробковский участок разбурен и введен в активную разработку, темп отбора от текущих извлекаемых запасов за 2014 год составил 18%. Уровни годовой добычи нефти ежегодно растут с 37 тыс. тонн в 2002 году до 287 тыс. тонн в 2014 году, что составляет 48% от общей добычи нефти в целом по горизонту.

Применение горизонтальных технологий в сочетании с внутриконтурным заводнением, улучшением первичного вскрытия пластов, систематическим внедрением современных методов стимуляции скважин и оборудования ОРЭ-на сегодняшний день вывели добычу нефти по кизеловскому горизонту на 1 место в разрезе месторождения. Но, не смотря на достигнутые уровни добычи нефти, по кизеловскому горизонту наблюдается снижение Рпл.

С 2004 по 2010 год на фоне роста объемов закачиваемого агента в пласт снижение Рпл составило 22 атм. С целью определения распространения закачиваемого агента в

пласте и степени влияния закачки на работу доб. скважин в 2010 году были проведены работы по закачке индикаторов в нагнет. скважины 2, 5 и 6 блоков кизеловского горизонта.

По результатам проведенного мониторинга проб добывающих скважин очень малые доли индикаторов были выявлены в единичных скважинах с концентрацией менее одной тысячной процента. Все это свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи окружающих добывающих скважин с нагнетательными скважинами и как следствие о низкой производительности закачки.

Для того чтобы окончательно разобраться с распределением закачиваемого агента в кизеловском горизонте, совместно с институтом "ТатНИПИнефть", были выбраны новые участки закачки крашенной жидкости на 6 блоке Бавлинского месторождения. Работы по закачке будут произведены в июне 2015 года на скважинах отмеченных на слайде. Мониторинг проб окружающих доб. скважин продлится до декабря 2015 года.

Опираясь на результаты проведенных ранее исследований - следует отметить не совсем эффективную систему ППД на кизеловском горизонте. Закачка агента в пласт не приводит к увеличению Рпл., а также к вытеснению нефти водой. Возможными причинами низкой эффективности могут быть: наличие вертикальной трещиноватости, редкая сетка скважин, не правильный режим работы нагнетательных скважин в части давления нагнетания и объемов закачки. Решением данных проблем необходимо очень серьезно заниматься т.к. в карбонатных коллекторах сосредоточены большие запасы безводной нефти.

Выводы:

- ☐ Традиционная система ППД для карбонатных коллекторов имеет низкую эффективность
- ☐ Эффективность капиллярной пропитки карбонатных коллекторов очевидна
- ☐ Необходимо расширить работы по подбору методов поддержания Рпл трещинно-поровом карбонатном коллекторе

Рекомендации:

- ☐ Создать на Бавлинском месторождении полигон по апробации различных методов поддержания Рпл в карбонатных коллекторах кизеловского горизонта.
- ☐ Открыть «проект» с включением в рабочую группу специалистов аппарата управления ПАО "Татнефть", "ТатНИПИнефть", НГДУ «Бавлынефть», КФУ, АГНИ.

Повышение эффективности выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах на примере залежей № 665 и 680

Р.Ф. Акрамов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Значительным резервом для сохранения высоких уровней добычи нефти на поздней стадии разработки пашийского горизонта являются карбонатные толщи девона и карбона, которые составляют более 80% осадочных образований палеозоя.

Высокая вязкость нефти, значительная послойная и зональная неоднородность карбонатных пород позволяют отнести эти запасы к трудноизвлекаемым.

Целью работы является повышение эффективности выработки запасов карбонатных отложений на примере данково-лебединского горизонта.

НГДУ разрабатывает 2 залежи (№ 665 и 680), приуроченные к отложениям данково-лебединского горизонта фаменского яруса верхнего девона.

Для выявления общих тенденций в динамике показателей карбонатных залежей и причин отклонения от них проведен сравнительный анализ по стадиям разработки. Для корректности сравнения использована относительная величина - годовой темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов.

На основе анализа сделан вывод, что вязкость пластовой нефти в первую очередь определяет условия разработки. С повышением вязкости все более отчетливо сказывается ее отрицательное влияние и как бы затушевывается роль других факторов. Так, показатели разработки залежи 680, имеющей ухудшенную промыслово-геологическую характеристику, но с меньшей, почти в 2 раза, вязкостью нефти, уверенно опережают показатели залежи 665.

Выявлено, что к концу III-ей стадии разработки на залежи 665 отобрано всего 54 % запасов. Такая низкая выработанность запасов не характерна для залежи с организованной системой поддержания пластового давления. Для выявления причин проведен анализ по блокам. Изучение темпов отбора запасов позволило разделить блоки на группы и доказать, что выбор более активных систем разработки может в определенной мере восполнить сложности, обусловленные природой.

Анализ показал, что при разработке карбонатных залежей с высокой вязкостью нефти при применении сетки скважин 13-14 га/скв. возможно достижение высоких (до 12,3%) темпов отбора. При этом на 4 из 9 блоков 665 залежи плотность сетки значительно меньше (23,6-37,6 га/скв.) и она не обеспечивает вовлеченность 100% запасов в разработку. Эти блоки характеризуются низкими (до 4,6%) темпами отбора и выработанностью запасов в 2,1-3,2 раза меньше, чем на блоках с оптимальной плотностью

сетки. Необходимо отметить, что в этой группе блоков также выявлена недостаточная эффективность системы нефтевытеснения.

Подсчитано количество новых скважин, которые необходимо ввести на каждом блоке, на конкретном участке залежи рассмотрены возможные варианты уплотнения сетки скважин: за счет бурения горизонтальной скважины, бурения наклонно-направленной скважины и перевода пьезометрической скважины № 4859 в добывающие. Рассчитана экономическая эффективность предлагаемых мероприятий. В заданных геологических условиях наиболее быстрая отдача при минимальных затратах будет получена при вводе скважины 4859 из пьезометров.

Поиск нетрадиционных запасов нефти

Р.А. Гильфанов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

На современном этапе развития нефтяной промышленности Республики Татарстан одной из основных задач обеспечения добывающих предприятий необходимыми сырьевыми ресурсами является вовлечение в процессы эксплуатационной разведки и разработки локальных скоплений нефти, залегающих в сложнопостроенных карбонатных коллекторах слабо изученных, потенциально нефтеносных осадочных комплексов палеозоя. К числу таких комплексов, имеющих широкое распространение в Татарстане и на территории Волго-Уральской провинции в целом, относятся отложения семилукского и мендымского горизонтов карбонатного девона, многочисленные признаки нефтеносности которых и данные их промышленных испытаний характеризуют этот комплекс как перспективный резерв восполнения нефтяных ресурсов. Карбонатные коллектора семилукско-мендымских отложений обоснованно относят к категории сложнопостроенных, локально нефтеносных, а их запасы нефти – к трудноизвлекаемым. Тем не менее, в связи с высокой степенью выработанности базисного эксплуатационного объекта – терригенных пластов пашийского горизонта, эти отложения, наряду с другими локально нефтеносными горизонтами палеозойского разреза, приобретают важное значение в качестве возвратных объектов эксплуатации.

Цель работы: Поиск и выявление запасов нефти семилукско - бургских отложений.

Задачи работы:

- 1) Комплексное физико-литологическое, промыслово-геологическое и геофизическое изучение потенциально нефтеносных пластов семилукского и мендымского горизонтов.
- 2) Выявление условий локализации и закономерностей пространственного распространения промышленной нефтеносности в семилукско-мендымских отложениях.

- 3) Усовершенствование используемых методик и разработка новых методических подходов к решению вопросов геолого-геофизической интерпретации данных ГИС и промысловых исследований семилукско-мендымских отложений.
- 3) Оценка перспектив выработки запасов.

Нефтеносность карбонатных отложений семилукского и мендымского горизонтов на площади Ромашкинского месторождения была установлена по керну и в промывочной жидкости первых разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных на залежи терригенного девона. Однако на протяжении многих лет эти горизонты оставались малоизученными, а обнаружение в них залежей нефти носило случайный характер.

Скопления нефти в них имеют локальный характер, контролируются структурными формами и породами-коллекторами, имеющими спорадическое распространение: либо в сводовых, либо на крыльевых частях, а также на переклиналях поднятий и редко в зонах межструктурных понижений. Основное влияние на формирование структурных поверхностей семилукско-мендымских отложений оказало строение кристаллического фундамента. Флюидоупорами для них являются зонально развитые пачки карбонатно-мергельных или глинисто- карбонатных пород.

Нефтеносность семилукско-мендымских отложений, в разрезе Ромашкинского месторождения, связана с порово- трещинным и трещинным типами пород-коллекторов. Основными резервуарами нефти, по данным керна, являются мелко, среднезернистые перекристаллизованные и комковато- сгустковые известняки с пористостью от 1,0% до 19,7%. Нижняя кондиционная граница коллекторов по пористости равна 4,0%.

Физико-литологические свойства пластов-коллекторов осложнены наличием трещин и содержанием высокорadioактивного битума. Присутствие битумонасыщенных карбонатных отложений доказано керновыми данными и геофизическими методами, в частности СГК, который дает более полное представление о литологическом составе пород и изменении интенсивности радиоактивных элементов по разрезу.

При определении пористости семилукско-мендымских пластов по зависимостям «геофизического стандарта» ПАО "Татнефть" вводится поправка за содержание глини (radioактивности урана). Так как разрез является глинисто-битуминозным, в данной работе при определении пористости предлагается введение поправки за содержание битуминозного и глинистого материала. Введение этих поправок дает более точную характеристику коллекторских свойств указанных отложений

Битуминозно-глинистые отложения семилукского и мендымского горизонтов франского яруса верхнего девона относятся к числу наиболее сложных и недостаточно изученных нефтеносных объектов, а их обоснование в качестве потенциальных объектов

эксплуатации требует особого методического подхода к проведению комплекса геолого-геофизических и промысловых исследований. По результатам произведенной оценки нефтеносности, к семилукско-мендымским отложениям приурочены залежи нефти запасы которых по их категорийности можно отнести к промышленным.

Прирост запасов трудноизвлекаемой нефти в отложениях Саргаевского горизонта.

Перспективы и пути дальнейшей разработки Доманиковых отложений

В.В. Емельянов (НГДУ «Прикамнефть»)

Широкое применение в США гидравлического разрыва пласта и горизонтального бурения направлено на добычу нефти и природного газа из ранее недоступных сланцевых пластов. Этот процесс был назван «сланцевой революцией». Только за последние несколько лет, добыча нефти в США (традиционной нефти, добыча которой всего десять лет назад находилась в окончательном упадке) начала быстро расти и в значительной степени благодаря нефти, добытой из сланцевых пластов (tight oil).

В условиях значительной выработанности основных крупных месторождений и значительного пробуренного фонда скважин, одной из актуальных задач является увеличение ресурсной базы и прирост запасов углеводородного сырья, в том числе за счет нетрадиционных коллекторов, ранее классифицировавшимися как неколлекторы. Последнее решение руководства страны о создании на территории деятельности ПАО "Татнефть" полигона под названием «Доманик», по добыче нефти и разработке доманиковых отложений, свидетельствует о том, что данные отложения являются одними из наиболее перспективных для увеличения как ресурсной базы, так и наращивания объема добычи нефти, в целом по стране.

Целью данной работы является поиск закономерностей и ответов на вопросы образования и распространения залежей нефти саргаевского горизонта на территории деятельности НГДУ «Прикамнефть». А также пути и перспективы разработки доманиковых отложений, характеризующимися низкими значениями проницаемости.

Основанием для проведения работы и анализа послужили полученные притоки нефти с разведочной скважины Черемшано-Бастрыкской разведочной зоны (ЧБЗ) Восточно-Тагайского поднятия. Добыча нефти осуществлялась свабным способом, в связи с малым значением притока, а также удаленностью от объектов нефтедобычи. В связи с этим встал вопрос о возможности интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пласта.

В рамках программы опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей нефти доманиковых отложений ПАО "Татнефть", выделены денежные средства, с помощью которых проведены исследования, в том числе лабораторные, на поднятии заложена дополнительная скважина для бурения, проведен подбор наиболее оптимальной обработки пласта (рис.1). Также проведен предварительный подсчет запасов нефти саргаевского горизонта.

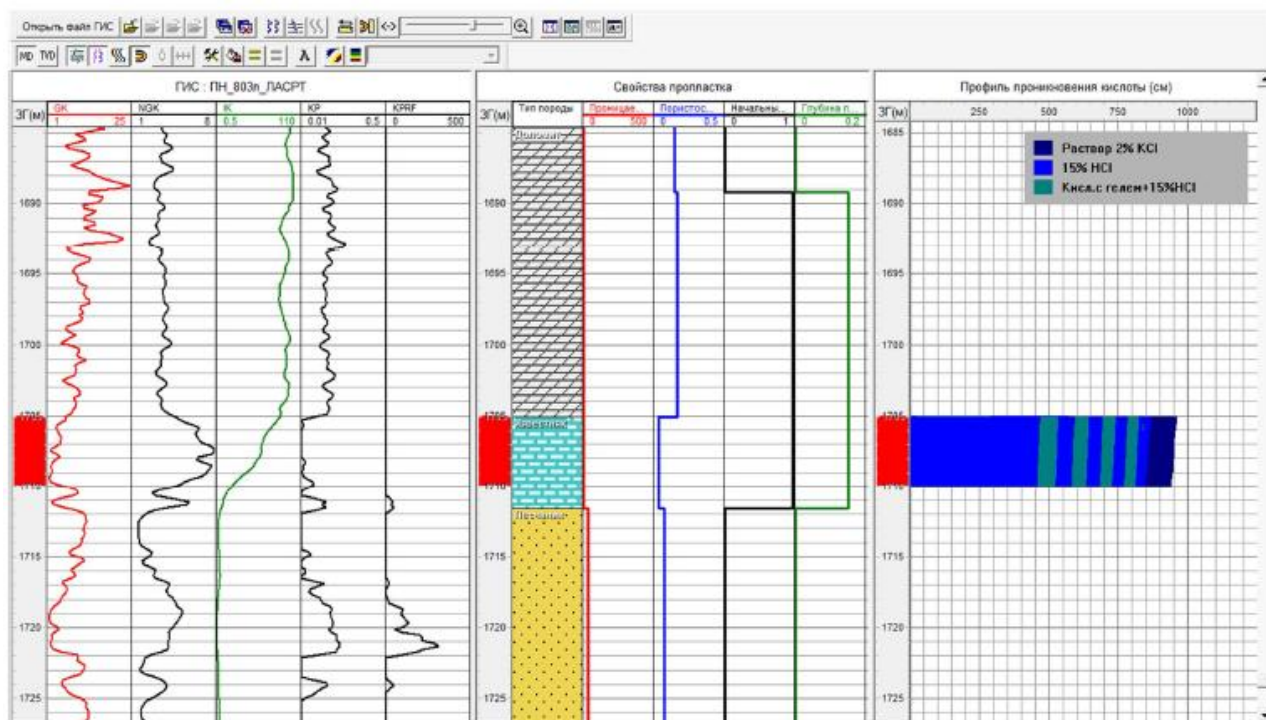


Рис.1 Профиль проникновения кислоты. Сква.803Л

Доказано, что в республике Татарстан сосредоточены огромные запасы нефти в так называемых доманиковых отложениях. Американский опыт показывает, что вполне реально нарастить добычу нефти при явном ее падении. Следовательно, с уверенностью можно сказать о перспективности разработке данных отложений.

Оценка эффективности увеличения времени работы скважин 2-ого блока

Ташлиярской площади

М.И. Ахметзянов (НГДУ «Джалильнефть»)

Действующий фонд 2-го блока Ташлиярской площади на 1.06.2014г. составлял 76 скв. В среднем в работе блока участвовало 50 скважин, в накоплении находилось от 26 до 30 скважин.

Институтом «ТатНИПИнефть» было разработано три варианта оценки эффективности запуска скважин с ограничения. Был одобрен 2-й вариант, согласно которому в июне 2014 года 19 скважин были запущены в работу.

На момент запуска только 3 из 19 скважин являлись рентабельными. Обводнённость продукции составляла 96,5 %.

6 из 19 или 31,6% скважин являются рентабельными, обводнённость продукции составила 97,5%. Такой низкий процент рентабельных скважин объясняется следующим:

1. В связи с увеличением процента обводненности по некоторым скважинам, режим работы планировался на каждый месяц по факту работы за предыдущий. В постоянной работе каждый месяц находились в среднем 15 скважин.

2. Падением средней цены на нефть с 12377,10 руб/т (по данным ТатАСУ) за январь-май до 10662,8 руб/т за июнь-декабрь 2014г.

При пересчёте рентабельности работы скважин за июнь-декабрь 2014г. в средних ценах на момент запуска скважин в работу (за январь-май 2014г.) получаем следующую картину: рентабельными становятся 11 скважин. Из 8 нерентабельных скважин 6 скважин в разных месяцах находились в накоплении или в бездействии.

Если посмотреть изменение балансовой прибыли, то видно, что она имеет положительную динамику. Если до проведения ОПР по этой группе скважин за 5 месяцев получили убыток 10,6 млн.руб., то после при текущих ценах за 7 месяцев убыток составляет 2,7 млн.руб., а при пересчёте в средних ценах на момент запуска скважин получаем прибыль 14,2 млн.руб.

В результате проведения ОПР дополнительно добыто 9,724 тыс.т нефти и 405,108 тыс.т жидкости, что привело к росту удельного расхода электроэнергии на добычу нефти на 0,4 кВтч/т. Предельный уровень эксплуатационных затрат на добычу одной тонны нефти снизился на 0,43 руб.

Учитывая вышеизложенное, можно сделать вывод, что запуск скважин, находящихся в накоплении, в постоянную эксплуатацию экономически целесообразен лишь при работе до 5-6 месяцев. Далее идет рост обводненности. Однако при принятии решения необходимо учитывать динамику цен на нефть.

Оценка эффективности бурения СГО на терригенные отложения кыновского горизонта

Л.Р. Сагидуллин, И. Р. Хамидуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

Разработка Ромашкинского месторождения первоначально осуществлялась с помощью бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин. В результате выработки запасов нефти наблюдалось естественное снижение пластового давления. С целью поддержания запланированных показателей уровня добычи нефти вводились очаги нагнетательных скважин.

Стоимость бурения с 2006г по 2015г выросла в 3,2 раза, а это напрямую влияет на проходные дебиты по индексу доходности дисконтированному (ИДД).

Также стоит отметить влияние стоимости бурения на минимально необходимый дебит нефти по индексу доходности. Рост проходного дебита происходит пропорционально увеличению стоимости бурения, что является отрицательной динамикой для разработки площадей НГДУ с высокой степенью выработанности.

Геологической службой для решения вышеуказанных проблем и повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти принято решение о применении горизонтальных технологий на Ромашкинском месторождении, в первую очередь на окраинных площадях.

На сегодняшний день пробурено и введено всего 12 ГС на пласт «До» кыновского горизонта.

В связи с высокой неоднородностью продуктивных отложений пласта «До» в 6 скважинах из 12 проведено бурение пилотного ствола. Пилотный ствол позволил нам выявить фактическую гипсометрическую отметку залегания целевого пласта, его толщину и расчлененность.

Проанализировав динамику участков до и после бурения СГО необходимо отметить, что бурение горизонтальных скважин привело к увеличению месячного дебита, это свидетельствует об отсутствии перераспределения нефти по скважинам и получения положительной динамики от бурения СГО (т.е. наложение дебитов не происходит, окружающие скважины работают в таком же режиме).

По 12 запущенным в эксплуатацию скважинам суммарный Q_n на 01.05.2015г составляет - 163т/сут, добыто 41340т. нефти.

При заканчивании скважин с горизонтальным окончанием были применены различные способы: на 3 скважинах спущен цементируемый хвостовик и перфорирована часть горизонтального ствола, 4 скважины цементируемым хвостовиком и фильтром с

магниевыми заглушками (без перфораторное вскрытие), 3 скважины с цементируемым хвостовиком, при этом носок ГС обсажен щелевым фильтром, 2 скважины весь ГС полностью обсажены щелевым фильтром. Наибольшие дебиты нефти и наименьшая обводненность по СГО обсаженных цементируемых хвостовиках.

Стоимость бурения ГС на пласт До кыновского горизонта выше по сравнению с наклонно-направленными скважинами в 1,7 раза, при этом дебит нефти в 2,4 раза выше при аналогичных геологических условиях, что свидетельствует о целесообразности бурения СГО.

Рассчитана экономическая эффективность строительства наклонно-направленной и ГС на девонские отложения в аналогичных геологических условиях, ЧДД для ГС составляет 150,297млн.руб, индекс доходности 1,47, срок окупаемости 3 года 9 месяцев.

Основные выводы:

1. Для уточнения наличия и толщины коллектора целесообразно бурение пилотного ствола со вскрытием подошвы пласта «До», по результатам бурения которого уточняется траектория горизонтального ствола относительно границ коллектора.

2. Для наиболее полной выработки запасов неоднородного пласта рационально пересекать стволом все продуктивные пропластки пласта «До», при этом обязательно необходимо при закачивании разобщать ствол на отдельные интервалы в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств.

3. Для наиболее полной выработки целевого объекта необходимо не превышать депрессию на пласт более 50атм. В противном случае это приводит к быстрому прорыву воды.

4. Оптимальная длина ГС 100-150м (при больших значениях дополнительная добыча не оправдана экономически)

5. Стоимость бурения горизонтальных скважин на пласт «До» кыновского горизонта выше по сравнению с наклонно-направленными скважинами в 1,7 раза, при этом дебит нефти по горизонтальным скважинам выше 2,4 раза, что свидетельствует об экономической целесообразности горизонтального бурения на поздней стадии разработки

6. Горизонтальное бурение на пласт «До» полностью исключает риски получения заколонных циркуляций с нижележащих водоносных горизонтов, как при бурении, так в процессе эксплуатации наклонно-направленных

Изменение свойств и состава СВН и попутно добываемой воды в процессе ПГВ на Ашальчинском месторождении

Ю.В. Ханипова (институт «ТатНИПИнефть»)

Опытно-промышленные работы Ашальчинского месторождения с применением парогравитационного воздействия на пласт в ПАО "Татнефть" ведутся с 2006 года. За это время получен большой опыт по сопровождению работ, связанных с реализацией технологии парогравитационного воздействия. В ходе работ институтом «ТатНИПИнефть» проводится постоянный мониторинг режима работы скважин, а также отбор проб и анализ свойств и состава добываемой жидкости, в связи с чем накоплена обширная база данных по исследованию сверхвязкой нефти и попутно добываемой воды.

Предварительный анализ показал, что практически каждая скважина Ашальчинского месторождения обладает уникальными свойствами нефти и воды, которые изменяются в ту или иную сторону в зависимости от взаимовлияния скважин, воздействия пара и т.д.

Исследовались пробы воды, отобранные из 35 скважин, и пробы СВН отобранные из 26 скважин. За период 2006 – 2014 гг. отобрано и проанализировано 2491 проба попутно добываемой воды и 668 проб СВН. У анализируемых проб нефти определялись следующие параметры: плотность, динамическая вязкость, коэффициент светопоглощения нефти ($K_{сп}$), содержание в нефти серы, смол и асфальтенов. Также исследовались свойства попутно добываемой воды (плотность, pH, окислительно-восстановительный потенциал E_h) и ее ионный состав.

Статистическому анализу подвергли пробы СВН из 6 скважин (№№ 230, 232, 240, 15210, 15020, 15042, 15040) и пробы попутно добываемой воды из 15 скважин (№№ 230, 232, 240, 15210, 15020, 15042, 15040, 15038, 15044, 15078, 15068, 15090, 15014, 15024, 15022), имеющих наибольшее количество исследованных проб СВН и попутно добываемой воды за весь период разработки месторождения (всего 597 проб нефти и 2422 проб воды). Из них в трех скважинах (№№ 230, 232, 240) отбор проб идет с наклонного и вертикального устьев (в скважине № 232 отбор проб СВН ведется только с наклонного устья). Скважины с выходом на дневную поверхность (№№ 230, 232, 240) имеют наиболее длительную историю эксплуатации.

В работе проведен анализ большого объема данных о свойствах и составе СВН и воды, добываемых на Ашальчинском месторождении с применением парогравитационного воздействия, приведена динамика изменения свойств и состава добываемой жидкости, сопоставлены параметры, характеризующие свойства и состав добываемых СВН и воды, получены коэффициенты корреляции, сделаны выводы о

наличии зависимостей между этими параметрами. Установлено, что в процессе разработки месторождения у большинства скважин происходит увеличение плотности, вязкости нефти и содержание в ней смол с одновременным снижением содержания асфальтенов и серы.

Установлено, что с начала разработки до настоящего времени изменение общей минерализации имеет убывающий тренд (т.е. идет опреснение пластовой воды) практически по всем скважинам. Выявлено, что содержание ионов кальция в попутно добываемой воде меняется неоднозначно: по двухустьевым скважинам наблюдается возрастающий тренд, а по одноустьевым скважинам убывающий тренд содержания Ca^{2+} . С высокой достоверностью практически по всем скважинам, кроме скважин №№ 232 (наклонное устье) 230 (вертикальное устье), установлен возрастающий тренд изменения водородного показателя (рН) попутно добываемой воды за время разработки, т.е. происходит ощелачивание воды.

Определен характер зависимости рН попутно добываемой воды от содержания гидрокарбонат-иона (HCO_3^-), карбонат-иона (CO_3^{2-}) и содержания сероводорода H_2S . Водородный показатель воды возрастает с увеличением содержания карбонат-иона и снижается с увеличением содержания гидрокарбонат-иона и H_2S . А учитывая, что временной тренд изменения рН воды возрастает, следовательно, в процессе разработки увеличивается содержание карбонат-ионов в воде и увеличивается риск отложения карбонатов на нефтяном оборудовании.

Проведенные исследования показали, что в процессе паротеплового воздействия на СВН Ашальчинского поднятия происходят заметные изменения в составе и свойствах нефти и попутно добываемой воды. Некоторые из этих изменений, такие как осмоление нефти и ощелачивание воды, могут отрицательно повлиять на процесс добычи нефти. Для предотвращения этих явлений необходимо повысить качество и обоснованность принимаемых решений по усовершенствованию разработки Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения СВН с применением технологии парогравитационного воздействия, и продолжить дальнейший мониторинг режимов работы скважин, а также отбор и анализ проб добываемой нефти и воды.

Интерес для дальнейших исследований представляет пароциклические скважины, которые на сегодняшний день имеют недолгую историю эксплуатации, и, соответственно, по ним нет такого количества статистически значимого материала.

Подбор оптимальной композиции для увеличения эффективности проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Н.А. Медведева (институт «ТатНИПИнефть»)

Кислотная стимуляция скважин получила широкое применение в нефтепромысловой практике для интенсификации добычи нефти из карбонатных и терригенных коллекторов, что обусловлено высокой эффективностью обработок, простотой исполнения и относительно низкой стоимостью работ.

Обычно для этого применяются составы на основе соляной кислоты с различными добавками (органические кислоты, замедлители, ингибиторы коррозии, стабилизаторы, полимеры-загустители, поверхностно-активные вещества и т.д.) и плавиковая кислота (для терригенных коллекторов). Подобные обработки обеспечивают восстановление проницаемости и стимуляцию пласта за счет образования новых высоко проводящих поровых каналов (червоточин), увеличивающих охват дренирования. Для повышения эффективности ОПЗ пластов необходимо применение кислотных составов, содержащих химические добавки, которые соответствуют конкретным геолого-физическим условиям применения и обеспечивают оптимальную глубину проникновения активного реагента. Это позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий, связанных с возможным образованием стойких эмульсий и нерастворимых осадков, вызывающих вторичную коагуляцию призабойной зоны пласта.

Цель работы - подбор оптимальной композиции для увеличения эффективности проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта для конкретных геолого-промысловых условий.

Объектами исследования являлись реагенты: ПАКС, АФК+, СНПХ-8903А, Reads-1Б, HCl 15 МЛ, HCl 15 НЛ, Atren Stim K, Atren Stim T, Алкоп СКС, Алкоп ГКС, а так же ингибированная соляная кислота.

Для достижения цели разработан алгоритм решения комплексной задачи (рисунок), где использованы те параметры, которые наиболее полно характеризуют технологические свойства кислотных композиций и наиболее важны для реализации кислотных обработок в условиях нефтяных месторождений Татарстана.

Каждый из тестируемых кислотных составов оценивается по вышеприведённым технологическим параметрам согласно балльной системе. Наихудшим значениям этих параметров присваивается один балл, наилучшим – наивысший балл, соответствующий количеству составов. По результатам тестирования проводится ранжирование

исследуемых композиций в целях подбора наилучшего состава для конкретных геолого-промысловых условий.



Рисунок 1– Алгоритм подбора оптимальной композиции для увеличения эффективности проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Фильтрационные эксперименты с карбонатными кернами показали, что исследуемые кислотные составы (ПАКС, АФК+, СНПХ 8903А, HCl 15МЛ, Reads-1Б, Atren Stim K, Алкоп СКС) оказали разное влияние на керн. Кислотные составы с Алкоп СКС и HCl 15МЛ по влиянию на фильтрационные свойства породы оказались сопоставимы с ингибированной соляной кислотой, так как образовали сквозное отверстие диаметром около 3 мм, но кислотный состав с HCl 15МЛ способствовал образованию мелких и множественных отверстий, что безусловно является положительным качеством. Наиболее эффективными из исследованных на керновом материале кислотных составов являются составы ПАКС, АФК+, HCl 15МЛ, которые способны образовывать помимо сквозных дыр, также множественные мелкие отверстия на карбонатной породе.

Таким образом, перед реализацией технологического процесса в промысловых условиях с применением любого кислотного состава (при выборе кислотного состава) очень важно учитывать (определять) совместимость реагента с пластовыми флюидами и породой пласта. В каждом случае необходим индивидуальный подход, который бы основывался на всестороннем изучении геолого-промысловых условий объекта воздействия, что реализуется при соблюдении алгоритма подбора оптимальной композиции для увеличения эффективности проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта.

Анализ эффективности и выбор оптимальных технологий для проведения повторных ОПЗ, а также рекомендации по очередности их применения на турнейском ярусе

Г.Н. Гайсина, Н.И. Шмидт, Л.А. Мугинова (НГДУ «Ямашнефть»)

Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр в значительной мере зависит от создания новых технологий управления процессами в призабойной зоне. Призабойная зона – область, принадлежащая одновременно пласту, и самой скважине. В ней не только сосредотачиваются, но и усиливаются многие осложнения, сопровождающие процесс извлечения углеводородов из нефтяных пластов. Их многообразие и сложность послужили причиной появления значительного количества различных методов и технологий интенсификации добычи нефти.

Совершенно очевидно, что размеры призабойной зоны определяются радиусом, отсчитываемым от оси скважины, а ее физические характеристики - коэффициенты проницаемости, подвижности, проводимости, пьезопроводности и др. – обусловлены как фильтрационно-емкостными параметрами коллектора, так и процессами, протекающими в ней, начиная от первичного вскрытия. При эксплуатации скважин состояние призабойной зоны постоянно изменяется за счет увеличения дебитов добывающих скважин или приемистости нагнетательных, с целью интенсификации выработки запасов.

Установлено, что на дебит скважин более сильное влияние оказывает снижение, а не увеличение проницаемости ПЗС по сравнению с проницаемостью невозмущенной (естественной) породы, причем снижение дебита скважины тем больше, чем больше степень снижения проницаемости ПЗС. В то же время, увеличение проницаемости ПЗС по сравнению с естественной в несколько раз, практически не приводит к заметному увеличению дебита.

ОПЗ проводят на всех этапах разработки месторождения для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗ пласта с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Решение вопросов, связанных с технологией добычи нефти и газа, базируется на промысловых материалах. Исходя из этого, правильность принятия решений зависит от способов обработки этих материалов и их анализа.

В работе были проанализированы и сравнены между собой технологии ОПЗ, был проведен анализ динамики коэффициентов продуктивности по скважинам объекта до и после проведения различных технологий первичных и повторных ОПЗ.

При статистической обработке материалов в первую очередь необходимо установить, существует ли связь между двумя или несколькими факторами, и какова степень влияния каждого из рассматриваемых факторов и их сочетаний на исследуемый процесс.

С помощью ассоциативного анализа можно быстро получить ответ на вопрос: оказывает ли влияние на рассматриваемый показатель процесса тот или иной фактор (пластовое давление, забойное давление, обводненность, гидропроводность, проницаемость).

По результатам ассоциативного анализа пришли к выводу, что есть смысл проводить более подробные исследования при помощи дисперсионного анализа.

Если необходимо установить не только факт влияния того или иного фактора на ход процесса, но и степень влияния отдельных факторов и их взаимодействий, применяется статистический метод, называемый дисперсионным анализом. Дисперсионный анализ особенно эффективен при одновременном изучении нескольких факторов. При классическом методе исследования подобное изучение проводят, изменяя лишь один фактор, а остальные оставляют неизменными. В связи с этим затрачивается много времени, так как для каждого фактора проводится своя серия наблюдений, не используемая в дальнейшем при изучении других факторов.

При дисперсионном анализе каждое наблюдение служит для одновременной оценки всех факторов и их взаимодействий. Особенно важно то, что при этом можно зачастую не проводить параллельных наблюдений, ограничиваясь лишь одним наблюдением для каждого сочетания уровней изучаемых факторов.

Дисперсионный анализ является начальной стадией исследования, которая позволяет ответить на вопрос: существуют ли статистические связи между анализируемыми параметрами и стоит ли продолжать работу по их изучению. Кроме того, существенная особенность дисперсионного анализа заключается в том, что он дает возможность более точно находить среднюю квадратическую ошибку опыта в целом при малом повторении различных вариантов.

Таким образом, по результатам проведенных исследований выявились факторы, в наибольшей степени, влияющие на эффективность ОПЗ как первичных, так и вторичных, на основе анализа коэффициента продуктивности и многофакторного анализа даются рекомендации в какой очередности необходимо применять ОПЗ.

Новая методика определения эффективного режима работы нагнетательных скважин

И.Ф. Мануров, А.Р. Мугинов (НГДУ «Елховнефть»)

Заводнение нефтяных месторождений остается основным методом, повышающим эффективность разработки. Совершенствование данного процесса становится наиболее актуальным на поздних стадиях разработки месторождений.

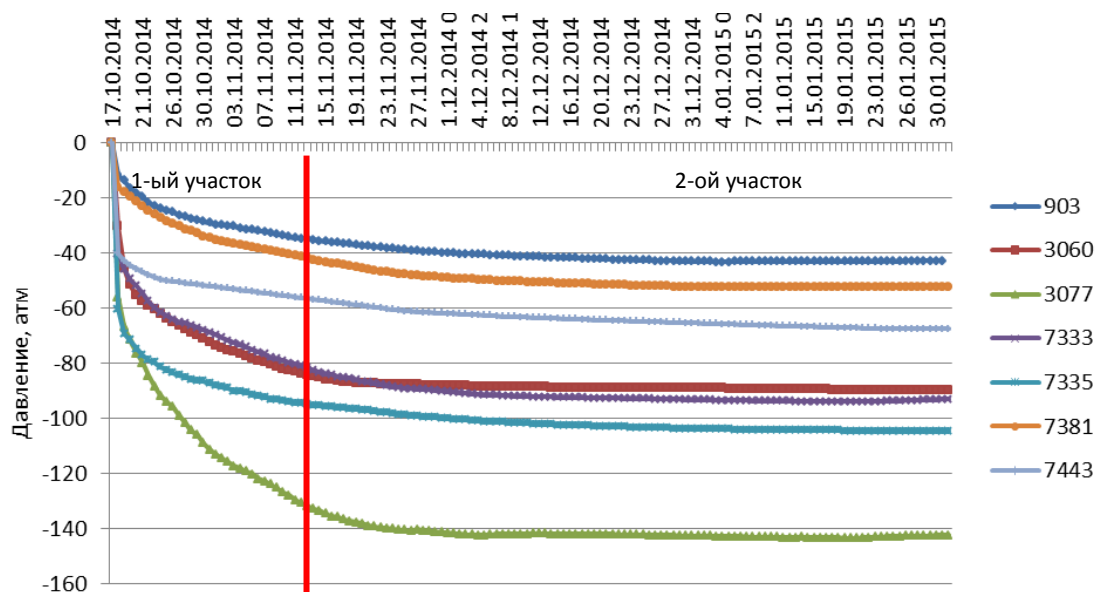
На сегодняшний день на объектах НГДУ «Елховнефть» имеется развитая система ГПД, когда одна нагнетательная скважина воздействует на несколько добывающих. В то же время, на добывающую скважину также оказывают воздействие несколько нагнетательных скважин. В результате чего, возникает неопределенность в степени влияния каждой скважины и эффективности ее участия в процессе нефтевытеснения.

Метод гидропрослушивания позволяет определить гидродинамические свойства межскважинного пространства, однако он имеет свои недостатки:

- для получения достоверной информации, исключающую искажающего влияния работы глубинного оборудования, необходима длительная остановка добывающей скважины для выравнивания давления, что приводит к потерям в добыче нефти;
- нет возможности оборудовать все скважины глубинными манометрами (наличие дополнительных колонн малого диаметра, высокодебитных насосов);
- амплитуда сигнала незначительна и возникают трудности в ее регистрации.

С целью разработки методики определения эффективного режима работы нагнетательных скважин в пределах залежи №22 Ново-Елховского месторождения был подобран опытный участок. Приуроченный к нему врез визейского возраста обладает повышенными фильтрационно-емкостными характеристиками коллектора. В результате чего для предотвращения преждевременного прорыва необходимо применение нестационарного воздействия. Однако, агентом закачки является пресная вода, в связи с чем отсутствует возможность циклирования в зимний период и часть скважин останавливается. Для мониторинга изменения пластового давления в остановленные на зимний период нагнетательные скважины были спущены глубинные манометры.

На полученных кривых падения давления (КПД) можно отметить важную особенность. Начальный участок кривой характеризуется интенсивным падением давления и описывает фильтрационно-емкостные свойства коллектора в призабойной зоне.



Изменение давления на следующем участке кривой происходит плавно и является результатом интерференции и взаимодействия с окружающими скважинами. Анализ падения давления на втором участке КПД позволил определить степень влияния нагнетательной скважины на добывающие. Постепенное снижение давления, при продолжающемся отборе, обусловлено перераспределением давления в сторону добывающих скважин, т.е. добывающие скважины продолжают питаться пластовой энергией из области нагнетания. Чем интенсивнее падение давления на этом участке КПД, тем в большей степени область отбора приурочена к области нагнетания, а, следовательно, процесс нагнетания характеризуется прорывом агента и снижением охвата пласта заводнением.

В результате проведенных исследований выявлено 8 нагнетательных скважин, являющихся источником интенсивного обводнения и предложены мероприятия по снижению объемов закачки, применению нестационарного воздействия и потокоотклоняющих технологий.

Экономическая эффективность данной методики складывается из повышения качества подбора скважин-кандидатов для проведения МУН и конечной успешности предлагаемых мероприятий. Срок окупаемости исследований составит менее одного месяца и принесет 4 898 тыс. руб ЧДД за год.

Предлагаемая методика позволит выявлять нагнетательные скважины, являющиеся наиболее активными источниками обводнения, своевременно применять на них геолого-технические мероприятия и регулировать объемы закачки.

Новый подход к оценке энергетического состояния разрабатываемого объекта

А.Х. Гилязов, И.Ф. Мануров (НГДУ «Елховнефть»)

Одной из основных задач определения и мониторинга пластового давления является оценка действия системы поддержания пластового давления и ее регулирование.

На сегодняшний день, согласно руководящего документа «Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО "Татнефть", изменение пластового давления в течение года оценивается по совокупности всех результатов периодических исследований, проводящихся не реже одного раза в полгода. При этом существуют некоторые недостатки определения среднегодовых значений пластового давления по объекту разработки:

- 1) влияние на степень восстановления пластового давления состояния призабойной зоны, которое меняется в результате кольматаций порового пространства, как в процессе эксплуатации, так и при проведении некоторых работ в скважине;
- 2) разовые и разновременные измерения в полугодии внутри фонда скважин предполагают фиксацию только одновекторных изменений, т.е. мы не можем объективно оценить динамику пластового давления в промежутке времени между замерами;
- 3) изменение состояния фонда (например, вывод скважины из бездействия или наоборот) как правило влияет на изменение среднего значения пластового давления как в самой скважине (разное время простоя), так и по участку скважин.

Пьезометрический фонд также не может обеспечить полноценный мониторинг за пластовым давлением, т.к. формируется из числа скважин либо обводненных, либо расположенных в коллекторах с плохими ФЕС.

Т. е. проводимый на сегодняшний день мониторинг носит условный характер.

Для решения данной проблемы предлагается из числа действующих добывающих скважин подобрать фонд, который будет использоваться как пьезометрический в течение того периода, при котором можно будет определить оптимальные режимы работы нагнетательных скважин, необходимую компенсацию и т.д. А затем, после урегулирования этих параметров, данный фонд скважин можно снова использовать как добывающий до наступления значительных изменений в работе добывающего фонда, после появления которых данный цикл можно повторить. Этот способ мониторинга пластового давления исключает необходимость замера по каждой скважине, а также позволяет дать объективную оценку работе системы ППД и оптимизировать параметры ее работы. Осуществляется он с помощью глубинных дистанционных манометров, спущенных в межтрубное пространство на глубину кровли пласта.

При этом в подборе скважин – кандидатов для использования их в качестве пьезометрических нужно учесть несколько критериев:

- 1) отсутствие кольматаций ПЗП, влияющей на степень восстановления пластового давления;
- 2) скважина должна состоять в действующем добывающем фонде;
- 3) скважина должна располагаться в нефтяной части залежи, вне зон депрессии и репрессии, вне зон прорыва пластовых и закачиваемых вод;
- 4) давление по скважине должно характеризовать изменения пластового давления по всей группе соседних добывающих скважин на определенном участке;
- 5) пластовое давление должно быть ближе к первоначальным значениям;
- 6) скважина не должна быть малодобитной (дебит по жидкости составляет не менее 5м³/сут), иметь низкий процент обводненности добываемой продукции (не более 5%);
- 7) для определения пластового давления могут использоваться также скважины пьезометрического и бездействующего фонда только в том случае, если они отвечают 3, 4 и 5 пунктам вышеназванных критериев, что обеспечит наибольшую достоверность в оценке текущего состояния энергетического запаса исследуемого объекта;
- 8) скважина должна находиться на расстоянии не более чем два радиуса контура питания (300-400 м) от группы соседних добывающих скважин.

Преимущества предлагаемых изменений в контроле за изменением пластового давления:

1.Повышается эффективность системы ППД – постоянный мониторинг обеспечивает оперативность принятия решений по оптимальному изменению режима работы добывающих и нагнетательных скважин.

2.Повышается точность определения пластового давления – исключается влияние на полученное значение давления таких негативных факторов как загрязненность призабойной и удаленной зоны пласта, высокая обводненность, малодобитность и т.д.

3.Снижаются ежегодные затраты на проведение гидродинамических исследований с помощью устьевых приборов, имеющих высокую погрешность.

4.Снижаются потери по добыче нефти, образующихся в результате простоев добывающего фонда во время исследований.

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов горизонтальными скважинами малого диаметра

Р.А. Галиаскарова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Ежегодно увеличивается доля остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти. В этих условиях актуальной становится проблема интенсификации добычи нефти, освоения запасов, неохваченных существующей системой воздействия.

Требуются методы повышения нефтеизвлечения, с наиболее высокой доходностью и минимальными сроками окупаемости. К таким эффективным методам как с технологической, так и экономической точек зрения можно отнести бурение горизонтальных скважин малого диаметра.

По этому направлению работы в НГДУ ведутся с 2009 г. на залежах №№ 5, 8, 221, 224, 297 Ромашкинского месторождения. Залежи по эксплуатируемому горизонту можно подразделить на две основные категории: залежи №№ 5, 8 относительно вышезалегающие осадочные толщи терригенных пород бобриковского горизонта и залежи №№ 221, 224, 297 относительно низезалегающие карбонатные породы турнейского яруса.

В таблице 1 показана добыча нефти с разбивкой по залежам за 2014 года.

Таблица 1.

Добычи нефти по залежам за 2014 год

№ залежи	5	8	221	224	297	ИТОГО
План-я добыча	204051	270205	73202	62222	12901	622581
Факт-я добыча	193452	263528	57427	69757	12463	596627
Дельта	-10599	-6677	-15775	7535	-438	-25954
% выполнения	94.8	97.5	78.5	112.1	96.6	95.8

Из приведенных данных следует, что по залежам стабильно снижается добыча, по итогам работы за 2014 год план не выполняют 4 залежи. Большей частью невыполнение плана связано с опережающим ростом обводненности по турнейской залежи №297 подошвенной водой.

Анализируя динамику основных показателей можно выделить основные проблемы: 1) относительное снижение добычи нефти; 2) опережающий рост обводненности; 3) снижение темпов отбора; 4) низкие КИН; 5) уменьшение коэффициента охвата выработкой запасов. Вышеуказанные проблемы требуют оптимизации разработки данных

залежей. В данном случае наиболее оптимальной технологией может явиться бурение скважин малого диаметра с горизонтальным окончанием.

Всего в НГДУ малым диаметром пробурено наклонно-направленных: 6 скважин на турейские отложения- средний дебит 3,48т/сут, 35 скважин на бобриковские отложения, средний дебит 4,35т/сут. В 2014 году было пробурено 6 горизонтальных скважин малого диаметра, на трех скважинах используются технологии одновременной – раздельной добычи, для совместной эксплуатации бобриковского горизонта и турнейского яруса.

По принятым в ПАО "Татнефть" инвестиционным условиям бурение новых скважин при таких дебитах отдельной сеткой на бобриковские и турнейские отложения неэффективно. Поэтому было предложено за счёт снижения затрат на бурение и увеличения дебита новых скважин достичь установленные инвестиционные условия. Запасы бобриковского горизонта вовлекаются в разработку посредством перфорации.

Как показала практика, совместная разработка турнейского яруса с бобриковскими отложениями приводит к снижению коэффициента продуктивности и конечного коэффициента нефтеизвлечения турнейских залежей, что свидетельствует о необходимости доработки существующих мероприятий по повышению эффективности разработки таких участков.

Эффективность бурения горизонтальными скважинами малого диаметра предлагается повысить за счет применения в работе геолого-гидродинамического моделирования, которое позволяет определить оптимальный проект проводки ствола. Особенности геологического строения залежи определяют принципы дизайна новых скважин.

Экономической основой бурения скважин малого диаметра явилось то, что они по затратам составляют 65% от затрат бурения скважин основным диаметром.

Подводя итоги, можно отметить, что на сложных в геологическом отношении участках (залежах) мы отработали технологию — у нас появился инструмент для вовлечения в разработку отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса.

Полученные результаты бурения позволили организовать пересмотр ранее запланированных к бурению скважин и запроектировать бурение горизонтальных скважин малого диаметра на ближайшие годы, в 2015г. бурение -14 скважин, в 2016г.-9 скважин, которые должны решить вопросы интенсификации отбора залежей и достижения проектных коэффициентов нефтеизвлечения меньшим количеством скважин, а также в этом году для бурения запланированы 2 горизонтальные скважины малого диаметра на мендым –доманиковые отложения для наработки опыта вовлечения доманикитов в разработку.

Результаты применения повторных ГРП на объектах НГДУ «Альметьевнефть»

А.Н. Гафиуллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Гидравлический разрыв – это физический процесс, который заключается в создании искусственных и расширении уже имеющихся трещин под воздействием повышенных давлений нагнетаемой в скважину жидкости разрыва. Далее для предотвращения смыкания и сохранения трещин производится закачка песчано-жидкостной смеси (проппанта с жидкостью разрыва), для закрепления и дальнейшего расклинивания только что образованных трещин и увеличения их высокой пропускной способности.

Гидроразрыв пласта (ГРП) на сегодняшний день стал одним из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти. ГРП является сложной, затратной и высокотехнологической операцией, успех проведения которой зависит от множества факторов: начиная от сбора необходимого материала и подбора скважин-кандидатов, составления проекта, проведения подготовительных работ и заканчивая качественным проведением непосредственно самого процесса и освоения скважины после ГРП.

В НГДУ выделяют как минимум четыре группы повторных ГРП:

1. первая группа - с целью увеличения коэффициента продуктивности в результате его снижения (это в случае его снижения в процессе эксплуатации в 2-3 и более раз);
2. вторая - с целью увеличения коэффициента продуктивности в связи с его несоответствием фильтрационно-емкостным параметрам перфорированных пластов (т.е. пласт высокопродуктивный, а дебит низкий, в основном, за счет кольтматации во время бурения скважины);
3. третья - с целью расширения площади притока (по участкам представленным низкопроницаемыми или высокоглинистыми коллекторами);
4. четвертая - с целью организации гидродинамической связи с зонами улучшенных коллекторов с достаточной энергией пластов.

Для оценки результатов обработок скважины повторного ГРП было проведено разделение на две группы в соответствии с типом коллекторов: высокопроницаемые пласты; низкопроницаемые и заглинизированные пласты.

Обе группы разбиты в зависимости от экономической эффективности ГРП на четыре подгруппы: - некупаемый (накопленный прирост менее 1,5 т/сут)

- окупаемый (накопленный прирост от 1,5 до 3 т/сут)

- эффективный (накопленный прирост от 3 до 5 т/сут)

- высокоэффективный (накопленный прирост более 5 т/сут)

Был проведен анализ по экономическим параметрам (табл.1).

Таблица 1

Экономические параметры применения повторных ГРП

Параметры	Кол- во скв	Затраты на ГРП в руб	ЧДД	Индекс доходно сти
Высокопроницаемые пласты:	17			
Неокупаемый ГРП (накопленный прирост менее 1,5 т/сут)	6	1 166 656	-653,4	1,05
Окупаемый ГРП (накопленный прирост от 1,5 т/сут до 3,0 т/сут)	4	1 632 331	1 150,3	1,36
Эффективный ГРП (накопленный прирост от 3,0 т/сут до 5,0 т/сут)	5	2 201 492	2 209,2	1,47
Высокоэффективный ГРП (накопленный прирост более 5 т/сут)	2	1 822 838	6 085,8	1,54
Низкопроницаемые пласты:	73			
Неокупаемый ГРП (накопленный прирост менее 1,5 т/сут)	32	1 839 564	-723,3	1,12
Окупаемый ГРП (накопленный прирост от 1,5 т/сут до 3,0 т/сут)	17	1 948 414	1 560,4	1,43
Эффективный ГРП (накопленный прирост от 3,0 т/сут до 5,0 т/сут)	13	2 428 209	4 132,6	1,57
Высокоэффективный ГРП (накопленный прирост более 5 т/сут)	11	3 047 485	10 568,6	1,56

Удельная масса проппанта плохо коррелируется с эффективностью от обработок, поэтому в работе был применен поправочный коэффициент (K_{pr}), определяющий качество распределения проппанта с учетом глинистых перемычек:

$$K_{pr} = \frac{h_{form}}{h_{frac}}$$

Выводы и рекомендации:

- Большинство эффективных повторных ГРП получены там где:
 - применялось большее, чем при первой обработке количество проппанта;
 - использовался более крупный проппант, чем при первичной обработке.
- В условиях объектов разработки НГДУ необходимо создавать ширину закрепленной трещины (среднее значение) не менее: 2,2-2,8 мм для высокопроницаемых коллекторов; 2,2-2,6 мм для низкопроницаемых коллекторов.
- При обработке необходимо исключить применение двух рабочих фракций проппанта с различием в гранулах более 70%;
- Проппант закрепляется в глинистых перемычках, соответственно эффективная масса его должна рассчитываться с учетом поправочного коэффициента (K_{pr}).

Ядерно-магнитный каротаж в сильном поле. Полученные результаты и перспектива применения.

А.С. Усманов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Для обеспечения плановых уровней добычи нефти в нашей компании, необходимо, на этапе ГРП определить величину извлекаемых запасов вновь разведанных залежей углеводородов. Получаемый комплекс фильтрационно – емкостных свойств методом ЯМК в сильном поле позволяет наиболее точно оценить подсчётные параметры резервуаров. Суть исследований проста: при определенном радиочастотном диапазоне происходит намагничивание ядер атома водорода, возникает ядерно-магнитный резонанс, далее, после прекращения воздействия РЧ - импульса изучается затухание намагниченности флюидов в порах горной породы. Затухание намагниченности регистрируется в виде релаксационной кривой. Регистрируемая кривая позволяет выявить два важных момента: амплитуду эхо-сигналов - прямо пропорциональна пористости, и время релаксации - связано с размерами пор, а также с тем какая жидкость заполняет поры.

Исследования методом ЯМК в сильном поле дает нам, геологам, в основном, информацию о структуре порового пространства и емкостных свойствах продуктивного пласта, таких как коэффициентов пористости: эффективной, капиллярно - связанной и микропористости глин (в сумме 3-х коэф. - коэффициент общей пористости по ЯМК). В сумме коэффициенты пористости капиллярно-связанной воды и микропористости глин дают количество связанного флюида в объеме пористости. В определении 3-х коэффициентов пористости и есть основное отличие метода ЯМК в сильном поле от метода ЯМК в поле Земли, который определяет только эффективную пористость, так как не способен зарегистрировать малые времена релаксации, характерные для “связанной” пористости.

Исследование ЯМК в сильном поле было проведено на 3-х разведочных скважинах. Проанализировав полученные результаты и сравнив с лабораторными исследованиями керна и со стандартным комплексом ГИС (включая ЯМК в земном поле), было выявлено, что по 2 скважинам совпадение коэффициента эффективной пористости: ЯМК (с.п.) с анализом керна более 90 %, ЯМК (з.п.) с анализом керна менее 73 %. По третьей скважине керн в процессе исследования. Также сопоставление полученных параметров по интерпретированным пластам графически показало, что с увеличением общей пористости по ЯМК (с.п.) увеличивается и эффективная пористость ЯМК (с.п.), чего нельзя сказать по данным стандартного комплекса. Расхождение значений коэффициента

эффективной пористости определенных разными методами от 20 до 67 %, однако, тенденция роста сохраняется (с увеличением одного увеличивается и другой).

Получаемые в результате ЯМК в сильном поле данные, позволяют оценить потенциальные возможности продуктивного пласта через параметр пористости:

- при выборе интервалов опробования в разведочных скважинах;
- при принятии решения по увеличению продуктивности пласта за счет открытия и сообщения дополнительных пор (к примеру, продуктивный пласт характеризуется Кобщ.пористости-20%, Кэфф.пористости-17%, Ксвяз.пористости-3% - увеличение продуктивности за счет открытия и сообщения дополнительных пор будет не эффективным);

Полученный посредством ЯМК в сильном поле коэффициент эффективной пористости позволяет определить суммарную эффективную толщину (выделение коллектора Кэфф. пористости.>0) при подсчете запасов нефти объемным методом, спрогнозировать влияние на разработку выше и ниже лежащих водоносных горизонтов относительно продуктивного пласта.

Так как ЯМК в сильном поле доказал свою эффективность на образцах керна, проведение опытных работ по исследованию битумных скважин даст возможность определять перспективные битумонасыщенные интервалы.

Предлагается включить ЯМК в сильном поле в комплекс геофизических исследований в разведочных скважинах. Ожидаемый экономический эффект при его использовании, в случае отказа от испытания неперспективного объекта, составит пятьсот одну тысячу сто шестьдесят один рубль.

Недостатки существующих формул подсчета дебита горизонтальных скважин на примере объектов НГДУ «Нурлатнефть»

Г.С. Кураמיшина, М.М. Курамишин (НГДУ «Нурлатнефть»)

В настоящее время применение горизонтальных скважин для разработки месторождений нефти и газа является наиболее перспективным направлением нефтедобычи.

Бурение ГС повышает производительность и увеличивает нефтеотдачу пластов. Однако, несмотря на неоспоримое преимущество, эксплуатация ГС вызывает ряд проблем и главной из них является то, что зачастую фактическая производительность скважины оказывается существенно ниже прогнозной.

Зависимость начального дебита ГС от длины горизонтального участка на примере объектов НГДУ «Нурлатнефть» показывает что, после достижения определенной длины горизонтального ствола дебит скважины изменяется не значительно, а для месторождения битумов дебит остается постоянным.

Процесс течения флюида по горизонтальному участку трубы можно представить как процесс течения жидкости в трубе круглого течения. При ламинарном течении жидкости в трубе возникает фильтрационное сопротивление. Чем больше вязкость и длина трубы, тем больше сопротивление. Однако в формуле Джоши этот момент не анализируется.

Нами предлагается алгоритм выбора оптимальной длины ГС, с учетом технического и экономического показателя.

Алгоритм заключается в следующем: рассчитывается прогнозный дебит проектной скважины. Далее вносится поправка потерь на фильтрационное сопротивление потока вдоль горизонтального ствола. Из полученных расчетов рекомендуется диапазон значений длины ГС по техническим показателям.

Далее определяется длина горизонтального ствола с помощью оценки экономической эффективности бурения скважины различной длины. Основным показателем экономической эффективности любого проекта является чистый дисконтированный доход, который главным образом зависит от полученной выручки и понесенных затрат. Выручкой для проекта бурения горизонтальной скважины определенной длины является добыча нефти.

Данный алгоритм представлен в форме MS Office Excel.

Методика расчета использовалась на реальном объекте – на примере горизонтальной скважины № 11228 Черноозерского месторождения, вводимая из бурения в конце 2015 года.

По аналогии соседних скважин рассчитан прогнозный дебит скважины. с учетом потерь на фильтрационное сопротивление. По техническим параметрам допустимый максимум бурения длины горизонтального участка составляет не более 300м.

Расчет ЧДД был произведен по аналогии с семью скважинами Черноозерского месторождения. В результате был выделен допустимый диапазон длины бурения ГС по экономическому критерию.

Экономический эффект сократит расходы на бурение «необоснованно-неэффективных» длинных горизонтальных стволов.

Основные выводы и предложения:

- Увеличение длины горизонтального участка не всегда приводит к пропорциональному росту дебита ГС.

- Физические особенности течения флюида в трубе большой протяженности приводят к тому, что расчётные дебиты ГС всегда выше фактических из-за недоучета потерь энергии пластового флюида по длине горизонтального ствола. Данные обоснованы путем построения графиков зависимости начальных дебитов ГС от длины горизонтального участка.

- Предложен алгоритм расчета оптимальной длины горизонтального ствола с учетом потерь на фильтрационное сопротивление. Для наиболее точного расчета прогнозного дебита, расчет предлагается вести по интервально.

Реализация метода фильтрационных волн давления для увеличения нефтеотдачи пластов

Д.Ю. Самойлов (ООО «ГБТ»), Л.Ф. Садртдинова (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России, включая уникальные месторождения нефти (Самотлорское, Ромашкинское, Мамонтовское, Федоровское и др.) характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Обводнение ставит под угрозу продолжение рентабельной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения. Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда или эксплуатируется на пороге рентабельности.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов в своем традиционном представлении на объектах, находящихся на поздней стадии, оказываются малоэффективными, зачастую экономически нецелесообразными, рискованными. Поэтому вопрос внедрения низкзатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводненных скважин на сегодняшний день является актуальным.

По статистике в среднем 70% нефти остается заземленной в коллекторах нефтяных залежей разрабатываемых месторождений РФ.

В контексте данной научно-практической работы рассматривается возможность применения системы управления скважиной для повышения нефтеотдачи пластов.

Анализ современных систем управления добывающих скважин, показал, что с их помощью достигается не эффект повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), а эффект увеличения отбора жидкости, который достигается благодаря минимизации времени простоя скважин и, в гораздо меньшей степени за счет обеспечения условий

максимального заполнения насоса при периодическом восстановлении уровня жидкости в скважине. Причем важнейшие технологические параметры скважины – обводненность продукции и забойное давление, как правило, в алгоритмах управления не используются.

Исследования параметров нефтяных скважин – давления, расхода и обводненности, показали, что наиболее перспективным способом эксплуатации добывающих скважин является способ нестационарного отбора жидкости. По данному способу эксплуатации в период с 2004 по 2011 гг. зарегистрировано 5 патентов РФ.

Способ нестационарного отбора жидкости основан на методе искусственного создания циклической фильтрационной волны давления (ФВД) в коллекторе ПЗП.

Впервые научные исследования по повышению нефтеотдачи пластов с помощью метода фильтрационных волн давления были проведены в 80-х годах прошлого столетия под руководством профессора КГУ Н.Н. Непримерова.

Метод работает следующим образом. Импульсное изменение производительности насоса вызывает изменение забойного давления и возникновение гидравлической, или фильтрационной волны давления. Фильтрационная волна давления, распространяясь по коллектору, оказывает физическое воздействие на пластовую породу и за счёт сил упругости этой породы вызывает частичную деформацию поровых каналов, в которых находится пластовая жидкость. Жидкость за счёт деформации поровых каналов смещается в соответствии с изменением формы пространства, в котором она находится. При этом всегда сохраняется течение жидкости, т.е. скважина не останавливается, а меняется лишь режим отбора от минимального к максимальному, и наоборот. Так волны давления воздействуют на породу коллектора и вовлекают защемленную нефть призабойной зоны в процесс фильтрации, тем самым повышают нефтеизвлечение из разрабатываемого участка.

В процессе выполнения научно-практической работы была разработана система управления скважиной с применением станции управления с ЧРЭП, глубинного манометра для контроля за забойным давлением и устьевого поточного влагомера. Такая система реализует алгоритмы контроля и управления ФВД и позволяет снизить обводненность продукции скважин.

Результаты применения разработанной системы управления скважиной на карбонатных нефтяных залежах Ромашкинского месторождения за период с августа 2012 г. по декабрь 2014 г. следующие: по десяти экспериментальным скважинам, эксплуатируемым УШГН, получена дополнительная добыча нефти от 2,4 до 8,5 т/сут.

С декабря 2014 г. и по настоящее время система управления проходит опытную эксплуатацию на скважине девонского горизонта, оснащенной УЭЦН. По состоянию на 31.05.2015 г. получено снижение обводненности по данной скважине с 98% до 85%.

Экономическая эффективность от внедрения данной системы на одной скважине (при условии получения дополнительной добычи нефти не менее 2 т/сут) следующая: ЧДД = 2259 т.руб., срок окупаемости 1,2 года, ИДД = 1,319.

Поиск и оконтуривание перспективных залежей сверхвязкой нефти

Д.Х. Кашапова (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В последнее время ускоренными темпами истощаются запасы качественных нефтей и стремительно растут цены на них. Одна из основных причин этого - повышенный спрос на углеводородное сырье. К 2030 году увеличение совокупного мирового спроса на энергию прогнозируется Международным энергетическим агентством на 60%. Все большее внимание уделяется тяжелым нефтям и природным битумам как альтернативным источникам топливно-энергетического сырья.

Углеводородное сырье пермских отложений Татарстана относится в основном к тяжелым и сверхтяжелым нефтям. Битум – исторически сложившийся термин, широко используется в литературе и практике геологических исследований.

Важная особенность битумоносности уфимского комплекса в пределах западного склона Южно-Татарского свода заключается в том, что в полосе развития песчаной пачки распределение залежей битумов упорядочено и имеет закономерный характер.

Накопление слагающих осадков песчаной пачки происходило в пределах относительного узкого корытообразного неглубокого прогиба, протягивающегося с северо-запада на юго-восток. Днище прогиба и его бортов разбито системой разрывных нарушений, параллельных друг другу и региональными разломами, ограничивающими прогиб. Вдоль этих нарушений накапливались песчаники с увеличенными мощностями. По разрывным нарушениям происходило поступление углеводородов из нижней части палеозойского разреза и заполнение ими ловушек. Литофация песчаников линейно вытянута в северо-западном направлении и приурочена к краевой части современного западного склона ЮТС

Это натолкнуло меня на мысль о том, что залежи данного типа должны иметь продолжение в юго-восточном направлении.

Мною принято решение рассмотреть территорию, находящуюся западнее от Спиридоновского поднятия.

Мною рассмотрен геофизический материал по 106 скважинам и выделен шешминский горизонт уфимского яруса. Основная зона битумонакопления в шешминском горизонте связана с верхней песчаной пачкой, нижняя песчано-глинистая пачка отличается невыдержанным литологическим составом пород. В основном приходилось работать с каротажем в масштабе 1:500.

На основе этого мною построена структурная карта по кровле продуктивного горизонта. Таким образом, выделено новое поднятие, которое контролируется положительной структурой брахиантиклинального типа субмеридиального направления с размерами 2,3*0,9 км. Мною построена карта нефтенасыщенных толщин, которые изменяются от 9 м до 43 м. Продуктивные отложения залегают на глубине от 45м до 150м.

Мною построены геологические профили с юга на север и с запада на восток с пересечением в скважине №37890.

Мною предлагается заложить оценочные скважины с целью уточнения геологического строения залежи и извлекаемых запасов. Скважины размещаются относительно равномерно в пределах площади, ограниченной изопахитой 10м. В случае подтверждения битумоносности по данным керна, исследуется приточность пластов на естественном режиме.

Мною произведен оперативный подсчет запасов, согласно которому предполагаемые начальные балансовые запасы составляют 4143,3 тыс.т., из них начальные извлекаемые запасы - 1491,5 тыс.т.

Далее для разработки данной залежи рекомендуется применить парогравитационный дренаж (SAGD). Предполагается разместить 47 пар скважин с длиной ствола 300м, плотность сетки скважин - 100*100м.

Конечным результатом работ, связанных с поиском, разведкой и разработкой залежей битумов, является вовлечение их ресурсов и запасов в активный баланс нефтедобычи. Однако с экономической точки зрения реальное освоение всех ресурсов битумов сопряжено с огромными затратами. Тем не менее, освоение ресурсов битумов является объективной необходимостью, так как их объем составляет 1,415 млрд.т, а развитая инфраструктура и высокий научно-технический потенциал Татарстана позволяют вовлекать в разработку многие залежи.

Далее мною была рассчитана экономическая эффективность по предложенным мероприятиям. Суммарный ЧДД составил 1 млрд. 981 млн.руб, ИДДЗ – 1,15, срок окупаемости – 10 лет.

За счет пересмотра геолого-геофизических материалов и планирования геолого-разведочных работ можно открывать новые залежи нефти. Накопленный фонд

разведанных залежей битумов и состояние структуры их запасов позволят ориентировать основные затраты не на поиски новых залежей, а сконцентрировать в области разработки эффективных технологий добычи.

Эффективность геологоразведочных работ лицензионного участка №1 Ромашкинского месторождения нефти

Р.А. Мударисова (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Объектом исследования является Лицензионный участок Ромашкинского месторождения НГДУ «Лениногорскнефть». В пределах Лицензионного участка установлены в отложениях верейского горизонта, башкирского яруса, серпуховского горизонта, бобриковского горизонта, кизеловского горизонта турнейского яруса.

Целью доразведки является уточнение геологического строения перспективных объектов и изучение характера распределения нефтеносности в пределах предполагаемых залежей. Также целью доразведки является перевод запасов категории С2 в категорию С1.

Результаты сейсморазведочных работ 2D представлены временными разрезами и структурными картами по отражающим горизонтам “В”, “У”. По результатам работ в пределах участка уточнены контуры ранее выявленных поднятий, вновь закартирована положительна структура: поднятие №1.

Закартированный объект характеризуются сравнительно малыми линейными размерами и амплитудными величинами. У поднятии №1 выделяется 3 вершины: Северо-восточная, центральная (район скважины 1522), юго-восточная (район скважины 3535).

Центральная вершина наиболее морфологически выражена по отражающему горизонту У, где имеет вид брахиантиклинали, ориентированной в северо-восточном направлении. Южный склон опоискован глубоким бурением. Расположена скважина № 1522, при испытании турнейских отложений получен промышленный приток нефти. Верх по разрезу линейные размеры центральной вершины поднятия №1 значительно уменьшаются, ее простираие меняется на северо-западное.

Юго-восточная вершина по отражающим горизонтам В и У имеет небольшие линейные размеры и амплитуду. На временных разрезах она выделяется по четким антиклинальным перегибам отражающих горизонтов У и В. Результаты бурения и испытания пластов-коллекторов турнейского яруса в скв. № 3535 подтвердили перспективность юго-восточного купола поднятия №1.

В результате перфорации пористо-проницаемого пропластка в интервале глубин 1153,5-1155 м (абс. отметка минус 874,5-876 м) турнейского яруса получен приток нефти дебитом 2 м³/сут.

В 2007 году на территории западной части Лицензионного участка выполнены площадные исследования методом НСЗ (низкочастотное сейсмическое зондирование). Комплексный анализ имеющихся материалов позволяет ранжировать закартированные сейсморазведкой поднятия по степени их перспективности. Юго-восточный купол структуры полностью находится в области повышенной интенсивности аномалии НСЗ, которая распространяется к востоку за пределы структуры и в контуре которой расположен локальный куполок закартированный по данным сейсморазведки 3D.

В дальнейшем в пределах Лицензионного участка рекомендуется провести опoisкование северного крыла центрального купола поднятия №1, перспективного по результатам исследований НСЗ. По данным сейсморазведочных работ купол закартирован по отражающим горизонтам У и В. Рекомендуется пробурить поисково-разведочную скважину №123 в северном крыле центрального купола поднятия №1 (Рис.6).

По аналогии со скважинами №№ 1522, 3535 залежи нефти могут быть установлены в верейских, башкирских, бобриковских, турнейских отложениях.

Поскольку абсолютные отметки по данным сейсморазведки проектируемой скважины №123 и скважины №1522 совпадают, можно предполагать наличие залежей и в северной части центральной вершины поднятия №1. Абсолютная отметка ВНК продуктивных отложений нижнего карбона установлено на отметке -874,7м. При вскрытии нефтенасыщенных отложений нижнего карбона, будет известно образуют ли центральная вершина поднятия №1 единую залежь. Таким образом, при положительных результатах опробования и получении промышленных притоков нефти, значительно расширятся контуры нефтеносности и будет произведен пересчет и прирост запасов.

После бурения разведочной скважины необходимо провести основной комплекс геофизических исследований, как с целью общего изучения разреза по стволу скважины (в масштабе 1:500), так и детального (в масштабе 1:200) - в продуктивных интервалах.

Бурение глубокой скважины необходимо вести с отбором керна. Отбор керна произвести в интервалах предполагаемого залегания продуктивных в объеме не менее 6-8 % от общей глубины скважин.

Оперативный подсчет запасов показал, что начальные балансовые запасы нефти по скважине №123 по предварительным подсчетам составляют:

$$Q_{\text{НБЗ}}=92,3 \text{ тыс.тонн,}$$

$$Q_{\text{НИЗ}}=22,5 \text{ тыс.тонн.}$$

На ближайший период на территории лицензионного участка Ромашкинского месторождения проведения поискового этапа планируется приступить к бурению поисково-разведочной скважины, при получении промышленного притока можно подсчитать предварительные запасы по категории С1.

Опыт бурения горизонтальных скважин на карбонатные отложения в НГДУ «Альметьевнефть»

Ф.Ф.Махлеев (НГДУ «Альметьевнефть»)

В НГДУ «Альметьевнефть» за всю историю разработки на верхние горизонты, включая Бухарское месторождение, пробурено 32 скважины с горизонтальным окончанием. Из них 23 пробурены основным диаметром, окончание имеет компоновки различного вида и 9 скважин пробурены малым диаметром мобильными бурильными установками.

Растущая добыча и увеличение темпов отбора, объясняется увеличением фонда добывающих скважин.

В 2013 году введено в эксплуатацию 4 горизонтальные скважины малого диаметра. В 2014 году введено в эксплуатацию 5 горизонтальных скважин. Всего эксплуатируется 21 скважина с горизонтальным окончанием, в т.ч. 10 многоствольных. Средняя длина горизонтального участка составляет 137 метров (метраж варьирует от 66 до 225 метров). В 2015 году планируется бурение 12 скважин малого диаметра с горизонтальным окончанием.

Для выявления зон разуплотнения были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Выявили 2 зоны имеющие Северо-Западное распространение, где наиболее сильно проявились зоны разуплотнения.

При сравнении результатов получаем что, у многозабойных скважин и скважин с горизонтальным окончанием преимуществ нет. Кроме того, основными показателями в пользу скважин малого диаметра явились:

- легкость и мобильность подъемных агрегатов;
- сокращение затрат времени и средств на передислокацию, монтаж, демонтаж установок;
- снижение доли энергетических и амортизационных затрат в процессе эксплуатации АПР-80 по сравнению с БУ-75;
- сокращение количества членов буровой бригады и обслуживающего персонала;
- снижение материалоемкости и энергоемкости технологии.

Разработка залежи горизонтальными скважинами потребовала изменения технологии освоения скважин после первичного вскрытия. Поверхностная обработка горизонтального ствола в карбонатных пластах является первичной обработкой и предназначена для разрушения закольматированных в процессе бурения стенок горизонтального ствола, и увеличения дебита скважин.

В процессе реакции соляной кислоты с породой пласта в горизонтальном стволе воздействию подвергается нижняя часть поверхности ствола или участки ствола, находящиеся в нижних участках. В горизонтальный не обсаженный ствол скважины спускают гибкую трубу типа «колтюбинг» с гидромониторной насадкой на конце. Насадку устанавливают на определенной глубине. Проводят прокачку кислоты под давлением, одновременно насадку поднимают по стволу. Неоднократно поднимая и опуская гидромониторную насадку проводят воздействие на поверхность стенок горизонтального ствола. Особая технологическая ценность проведения ОПЗ с гибкой трубой в динамическом режиме заключается в возможности поинтервального воздействия на открытый ствол на различных режимах, выделяя для этого отдельные участки по всей длине горизонтального ствола, в зависимости от удаления от водонасыщенного пласта. Технология позволяет производить избирательную обработку любого участка ствола скважины.

Экономический эффект от применения данной технологии складывается из полученной дополнительной добычи нефти по сравнению с горизонтальными скважинами, пробуренными на карбонатные отложения турнейского яруса, при освоении которых после бурения применялась ОПЗ по традиционной технологии.

Средний начальный дебит горизонтальных скважин, при освоении которых после бурения применялась ОПЗ по традиционной технологии, составляет 9,46 т/сут. Средний начальный дебит горизонтальных скважин, при освоении которых после бурения применялась ОПЗ гибкой трубой в динамическом режиме составляет 11,98 т/сут. Применение технологии строительства скважин малого диаметра приводит к уменьшению затрат на бурение, отсыпку площадки и подъездных путей, на электроэнергию. С экономической точки зрения технология является наиболее эффективной, с высоким ЧДД и малыми сроками окупаемости.

В качестве мероприятий по оптимизации разработки, увеличения КИН, роста темпов отбора, стабилизации добычи, снижения риска по проблемным участкам бурение скважин малого диаметра с горизонтальным окончанием является наиболее эффективным мероприятием.

Проблемы освоения доманиковых отложений Бавлинского месторождения

Б.А. Хуррямов (НГДУ «Бавлынефть»)

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. Северная Америка за короткий период времени за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд, смогла преодолеть тенденцию падающей добычи. Подобный пример, в условиях ухудшения структуры запасов и остро стоящем вопросе об их воспроизводстве, ставит поиск сланцевой нефти в Татарстане крайне актуальным. Аналогом сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья.

Необходимо отметить, что на территории РТ в отложениях с естественной трещиноватостью выявлены залежи нефти доманиковых отложений. На территории Татарстана в доманиковых отложениях выявлено (воронежский, евланово-ливенский, задонско-елецкий, данково-лебединский горизонты, заволжский надгоризонт) – 591 объект, это выявляет высокую перспективность дальнейших поисковых работ на данных объектах. В ПАО "Татнефть" подготовлена «Программа опытно-промышленных работ по изучению нетрадиционной нефти доманиковых отложений республики Татарстан», в рамках которой в декабре 2013 года был выполнен кислотный ГРП слабопроницаемых карбонатных коллекторов данково-лебединского горизонта на скважине №1144 и в марте 2014 года на скважине №2583.

В продолжение работ на соседней скважине №2583 в марте 2014 года произвели кислотный ГРП карбонатного коллектора данково-лебединского горизонта.

В соответствии с «Программой опытно-промышленных работ по изучению нетрадиционной нефти доманиковых отложений республики Татарстан» в 2013-2014 годах проводились исследования по определению характера насыщенности коллекторов девонских отложений методами ИННК, ИНГК-С (С/О-каротаж) на скважинах Бавлинского месторождения.

В 2014 году проведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по доманиковым отложениям Бавлинского месторождения и в декабре 2014 года утвержден протокол Федерального агентства по недропользованию №18/919 от 19.12.2014 года. Пересчет запасов выполнен с учетом новых представлений о залегании доманиковых отложений и в результате проведения следующих работ:

1. Проведения вышеуказанных работ по исследованию методом углеродно-кислородного (С/О) каротажа в обсаженных скважинах старого фонда. Повышенное

содержание углерода на каротажных диаграммах в интервалах доманиковой толщи указывает на наличие УВ;

2. Проведенные работы по кислотному ГРП в скважинах №№ 1144, 2583;
3. Проведенные в 2014 году геохимические исследования образцов керна, отобранного из доманиковых отложений, Бавлинского и соседних месторождений доказывают, что породы обладают высоким генерационным потенциалом и являются объектами, содержащими так называемую «сланцевую нефть»;
4. Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых отложений, сейсмические данные, петрофизический анализ материалов керновых данных позволяет утверждать, что продуктивные отложения доманиковой толщи являются резервуаром, широко развитым по площади Бавлинского месторождения.

По инициативе ПАО "Татнефть" впервые был определен термин, что такое доманиковые отложения.

Дальнейшие перспективы по изучению и вовлечению в разработку доманиковых отложений Бавлинского месторождения предлагаются по следующим направлениям:

- Проведение гидрокислотного разрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах фаменского яруса Бавлинского месторождения позволяет достичь промышленный дебит скважин по нефти.
- Провести исследования образцов керна, отобранного по скважине №2917Г различными методами в институте «ТатНИПИнефть»;
- Обобщить результаты строительства и опробования доманиковых отложений в скважине №2917Г;
- По результатам опробования скважины №2917Г определить местоположение новых горизонтальных скважин с одновременным проведением многозонного КГРП;
- Продолжить опробование с КГРП в существующих скважинах, вскрывших доманиковые отложения;
- При бурении новых скважин из доманиковых отложений отбирать и исследовать керн для определения коллекторских свойств и насыщенности, глубинные пробы для определения физико-химических свойств нефти;
- В дальнейших исследованиях на данных перспективных участках необходимо провести переинтерпретацию данных ГИС

Технология оценки характера насыщенности терригенных коллекторов с целью исключения пропуска промышленно-нефтеносных пластов

С.М. Кухаркин, Н.В.Газизова (НГДУ «Елховнефть»)

Известно, что большинство месторождений нефти в республике Татарстан, разрабатываемых ПАО "Татнефть", находятся на завершающей стадии разработки. В НГДУ «Елховнефть» таковым является такое крупное месторождение, как Ново-Елховское, на долю которого приходится более 88% всей добытой нефти НГДУ. Месторождение достаточно выработанное, с выработкой более 84% от НИЗ.

Как правило, запасы нефти на данном месторождении, характеризуются как легкоизвлекаемые, и не требуют привлечения дорогостоящих технологий для их добычи, также являются достаточно подвижными и хорошо вытесняются закачиваемой водой.

И поэтому на сегодняшний день актуальной задачей является поиск остаточных или пропущенных легкоизвлекаемых залежей нефти. Тем более, что месторождения РТ характеризуются большим пробуренным фондом скважин и достаточно развитой инфраструктурой.

Целью проведенной работы является изучение низкоомных терригенных осадочных горных пород, где сконцентрированы легкоизвлекаемые запасы нефти и выявление критериев для обнаружения данных залежей нефти в разрезах скважин по геолого-геофизическим данным.

В разрезе скважины имеются множественные пропластки, которые не квалифицируются ни как продуктивные, ни как не продуктивные. В результате часть продуктивных, но не определенных как продуктивные, пропластков выпадает из разработки, что отрицательно сказывается на конечной нефтеотдаче месторождения. В предложенном изобретении решается задача повышения точности определения нефтенасыщенного пласта в разрезе скважины, а следовательно, и выявление продуктивных пропластков, которые могут быть вовлечены в разработку. Задача решается следующим образом.

В одной из скважин при бурении отбирают и исследуют керн, определяют коэффициент нефтенасыщенности пропластков по керну, проводят комплексный каротаж, определяют коэффициент нефтенасыщенности пропластков по каротажу, определяют относительный коэффициент как отношение коэффициента нефтенасыщенности по керну к коэффициенту нефтенасыщенности по каротажу.

Как правило, такие исследования при бурении проводят лишь выборочно в нескольких скважинах месторождения. В подавляющем большинстве бурящихся скважин

керна не отбирают, а анализируют каротажные кривые скважин в разрезе продуктивного горизонта и проводят анализ шлама. В скважинах выявляют пласты-коллекторы с кажущимися удельными сопротивлениями по индукционному каротажу менее 3 Ом м, среди выявленных пластов выбирают пласты, в минеральном составе которых по керну и шламу отмечается наличие минералов, понижающих удельное сопротивление (такими соединениями могут быть пирит (FeS_2) или хлориты, например, железистые), а по данным каротажа отмечается повышенное содержание токопроводящих элементов (например, железа). Наличие этих минералов вносит погрешность в показания каротажа, существенно занижая данные. Заниженные данные по нефтенасыщенности вносят ошибку в определение пластов как продуктивных или непродуктивных. Отношение коэффициента нефтенасыщенности по керну к коэффициенту нефтенасыщенности по каротажу в контрольной скважине показывает размер ошибки.

Для устранения этой ошибки для выявленных пластов уточняют истинное значение коэффициента нефтенасыщенности умножением коэффициента нефтенасыщенности по каротажу на относительный коэффициент, полученное значение сравнивают со значениями коэффициента нефтенасыщенности для слабо нефтенасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов и соответственно относят данный пласт к слабо нефтенасыщенным или нефтенасыщенным.

В соответствии с насыщенностью терригенных коллекторов коллектор нефтенасыщенный (при освоении дает чистую нефть) имеет нижнюю границу коэффициента нефтенасыщенности (K_n) - 65%, критическое значение удельного сопротивления (ρ_p) коллектора 6 Ом м; коллектор слабо нефтенасыщенный (при освоении дает нефть с водой) имеет интервал значений коэффициента нефтенасыщенности $40\% < K_n < 65\%$, критическое значение удельного сопротивления коллектора 3 Ом м; коллектор с остаточным нефтенасыщением или водоносный (при освоении дает пластовую воду) имеет интервал значений коэффициента нефтенасыщенности $K_n 40\%$, удельные сопротивления меньше 3 Ом м.

Проектирование скважин с использованием результатов сейсмомониторинга 4D

М.Ф. Шайдуллин, А.Д. Минапова (НГДУ «Елховнефть»)

С 2012 года бурение скважин в компании ПАО "Татнефть" ведется по программе «трехлетнего планирования», в которой предусматривается формирование списков бурения на три года вперед с рассмотрением и утверждением их «Центральной комиссией ПАО "Татнефть"». При этом необходимо учитывать то, что за три года интенсивной

разработки на некоторых участках заложенных заранее проектных скважин состояние самой залежи, а именно изменение контуров нефтеносности, пластового давления и другое, может меняться и риск бурения низкопродуктивных скважин увеличится.

По результатам проведенных в 2011 году сейсморазведочных исследований МОГТ 3D уточнилось геологическое строение структуры данного поднятия, выделились контуры развития эрозионного вреза.

В 2013 году ООО «ТНГ-Групп» с целью определения характера изменения волнового поля в исследуемых отложениях Баллаевского поднятия за период с 2011 по 2013 год произвели повторное сейсмическое исследование МОГТ 3D. Данный сейсмический мониторинг, в котором используется дополнительный параметр – «время» носит название 4-мерной сейсморазведки. По результатам проведенных работ были выявлены два типа изменения волнового поля с течением времени в интервале залегания продуктивных отложений нижнего карбона:

- изменение амплитуд в интервалах терригенных отложений визейского яруса и вблизи кровли турнейского яруса.

- изменения (понижение значений) на картах импедансов.

Наша задача заключалась в том, чтобы выявить природу зафиксированных аномалий. Для этого было изучено геологическое строение структуры, выполнен анализ работы пробуренных скважин на данном участке с начала ввода их в эксплуатацию.

Наиболее интенсивное увеличение обводненности пластовой водой в скважинах, расположенных в краевых частях на севере и юго-западе залежи -№7113, 834, 7115, 7114. Данные скважины работают на пласт Сбр-3 и Сбр-2, скважина №7114 также перфорирована и на пласт Сбр-1.

При сопоставлении карт изменений гидродинамических параметров с изменениями геофизических параметров видно, что аномалии на карте разницы в значениях импеданса и в значениях амплитуд в юго-западной и северо-западной части ловушки хорошо коррелируются с изменением давления на карте изменения пластового давления, а также фиксируют участок обводнения.

В скважинах №7113, 7114, 834, 7115 где отмечаются участки наиболее интенсивных изменений относительно 2011 года произошло существенное снижение дебита нефти и рост обводненности в среднем на 83%.

Комплексный анализ динамики разработки залежи, геофизического материала по скважинам, результатов мониторинга 4D и построения гидродинамической модели, позволил сделать вывод о приближении контура воды по бобриковскому горизонту с северной и юго-западной части залежи.

Таким образом, в запроектированных на 2016г в данной части структуры скважинах №№ 7506, 7507, 7122, 7121 при существующем режиме разработки залежи, вероятнее всего, произойдёт преждевременное обводнение.

Проведенный анализ позволил своевременно изменить местоположение проектных скважин- №7121 и №7122 и отменить бурение скважин № 7506 и 7507.

Проведя необходимые экономические расчеты, можно сказать, что произошло увеличение ЧДД от проделанных мероприятий с 62889 тысяч рублей до 281811 тыс. рублей и повышение индекса доходности скважин 7121 и 7122 с 1,2 до 1,47. Это значение выше проходного индекса доходности в условиях формирования инвестиционной программы эксплуатационного бурения, которое по Ново-Елховскому месторождению составляет- 1,312.

Проектирование скважин с использованием комплексного анализа динамики разработки залежи с результатами сейсмомониторинга 4D позволило:

1. Определить приближение контура воды по бобриковскому горизонту с северной и юго -западной части залежи и своевременно изменить местоположение, запроектированных бурением в 2016 году, скважин.

2. Превысить «проходной», в условиях формирования инвест. программы, индекс доходности проектных скважин.

3.Своевременно исключить бурение заведомо нерентабельных скважин, съэкономив при этом- 73млн рублей.

При проектировании скважин на уплотнение существующей сетки предлагаем для уменьшения риска бурения низкопродуктивных скважин производить сейсмомониторинг 4Д, совместно с построением гидродинамической модели участка.

Анализ трещиноватых коллекторов на примере горизонтальных скважин башкирского яруса Аксубаево - Мокшинского нефтяного месторождения

Ю.С. Грамм, М.А. Набиуллин (НГДУ «Нурлатнефть»)

В данное время в ПАО "Татнефть" активно внедряются технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием. Строительство горизонтальной скважины рентабельнее вертикальной, так как теоретически дебиты у горизонтальных скважин выше в 2 – 3 раза, а также больше период безводной эксплуатации. При этом из-за неоднородности вскрываемого пласта-коллектора эффективность бурения горизонтальных скважин (ГС) остается низкой. Свидетельством данного факта могут служить геофизические исследования скважин (ГИС) на профиль притока – в большинстве случаев, приток

пластовой жидкости к горизонтальному стволу обеспечивается 30% ствола, соответственно 70% ствола в разработке продуктивного пласта не участвует, что приводит к неравномерной и неполной выработке запасов нефти.

В своей работе мы использовали материалы и отчет по изучению трещиноватости Аксубаево-Мокшинского месторождения института «ТатНИПИнефть». Нами были изучены и проанализированы карты новейшей геодинамики, карта прогнозной трещиноватости башкирских отложений, и отношение направления преобладающей трещиноватости к направлению горизонтального ствола.

По данным своего анализа мы сделали следующие выводы.

При более высоких амплитудах неотектонических движений, дебит выше.

Так же наблюдается тренд что при высокой плотности трещиноватости, дебит увеличивается.

При повышении показателей плотности трещиноватости увеличиваются относительные амплитуды неотектонических движений.

Обобщив все эти данные можно сделать вывод, что положительные относительные амплитуды неотектонических движений и увеличение плотности трещиноватости могут являться благоприятными факторами при выборе участков для бурения ГС.

Также нами были составлены схемы расположения горизонтальных стволов по отношению к преимущественному направлению трещиноватости.

Преимущественно бурение ГС осуществляется в диапазоне от 40 до 70 градусов по отношению к трещиноватости.

По схеме наблюдается прямая зависимость дебита скважин к углам между горизонтальным стволом и направлением трещиноватости

Дебиты горизонтальных скважин более высокие, начиная с 40 градусов по отношению горизонтального ствола к направлению трещиноватости. Поэтому рентабельнее бурить скважины с углом горизонтального ствола по отношению к трещиноватости не менее 40 градусов.

Так же было нами было предложено изменить проектные данные по бурение горизонтальной скважины 2886Г и предложено экономическое обоснование.

Особенности интерпретации данных ГИС при подсчете запасов доманиковых отложений Республики Татарстан

В.В. Гарифуллина (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Развитие топливно-энергетического комплекса России непосредственно связано с динамикой изменения запасов углеводородов. Сырьевая база нефтяной промышленности России - одна из крупнейших в мире. Разведанные извлекаемые запасы нефти оцениваются в несколько десятков млрд.т. При этом большинство месторождений России, обеспечивающих основную часть добычи нефти, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся обводненностью продукции на 80 % и более.

Многие месторождения находятся в эксплуатации более 30-40 лет. За это время из них добыты миллиарды тонн нефти. В то же время, ввиду несовершенства ранее применяемых технологий нефтедобычи, отсутствия необходимого объема геофизической и геолого-промысловой информации из-за ограниченного применяемого комплекса геофизического исследования скважин (ГИС) при бурении и контроле за разработкой, в недрах осталось значительное количество нефти.

Пропущенные нефтенасыщенные интервалы, не охваченные разработкой, на сегодняшний день представляют серьезный резерв переоценки запасов месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Задача значительно усложняется при определении текущей нефтенасыщенности в процессе разработки в скважинах, обсаженных стальной колонной.

В рамках данной работы, на примере Бавлинского месторождения нефти, рассматриваются отложения данково-лебединского горизонта верхнего девона запасы которых впервые были пересчитаны и представлены как запасы «нетрадиционных коллекторов», так называемых доманиковых продуктивных отложений среднефранского-верхнефаменского возраста.

Основанием к изучению данных отложений послужили:

- Результаты ГРП, проведенного в скважине №1144 в 2013 году (дебит нефти =10,6т/сут).
- Проведение углеродно-кислородного (C/O) каротажа в ряде обсаженных скважинах старого фонда.
- Проведение петрофизических и геохимических исследований образцов керна, которые были проведены в 2014 году на кафедре геохимии МГУ.

Учитывая вышесказанное, весь промыслово-геофизический материал был пересмотрен, установлены новые критические значения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых продуктивных отложений данково-лебедянского горизонта, сейсмические данные, данные С/О каротажа и петрофизический анализ материалов керновых данных позволяют утверждать, что продуктивные отложения данково-лебедянского горизонта являются протяженным резервуаром. Продуктивность данного резервуара не связана с традиционными структурными залежами и не контролируется очертаниями структурных ловушек, также не фиксируется ограничивающий подошву залежи водонефтяной контакт.

На площади месторождения установлена одна залежь нефти массивного типа. Залежь ограничена линией отсутствия коллекторов, определенной по газовому каротажу, проведенному в скважинах. Запасы доманиковых отложений данково-лебедянского горизонта были пересчитаны с учетом новых представлений о залегании данных отложений.

Геологические и геохимические аспекты строения доманиковых отложений

О.В. Михайлова (институт «ТатНИПИнефть»)

Следуя успешному примеру Северной Америки по добыче нефти из сланцевых отложений, ПАО "Татнефть" в течение уже двух лет проводит исследования данного вопроса. На данном этапе изучения доманиковых отложений на территории РТ установлено, что рассматриваемые отложения состоят из собственно доманикитов и доманикоидов. Доманикиты – отложения, занимающие территорию обширной некомпенсированной впадины саргаевско-доманиково-мендымского бассейна, с содержанием Сорг от 5 до 20 %. Доманикоиды – возрастной аналог биогермно-карбонатной верхнефранско-турнейской мелководно-шельфовой формации, занимающий осевые зоны Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСР), с содержанием Сорг от 0,5 до 5 %.

На данный момент США имеют передовой опыт по изучению и разработке сланцевых отложений. В работе выполнен сравнительный анализ наиболее известных сланцевых формациями Баккен, Игл Форд и доманиковых отложений семилукского горизонта, в целях сравнения и оценки перспектив последних. При первом рассмотрении наблюдается прямая аналогия: несмотря на приуроченность к различным временным промежуткам условия осадконакопления, коллекторские свойства сланцевых отложений

Примексиканской и впадины Уиллистон аналогичны отложениям семилукского (доманикового) горизонта Мелекесской впадины.

Однако в результате анализа геохимических характеристик ОБ доманиковых отложений (по результатам исследований 23 скважин, приуроченных к различным тектоническим элементам, в которых ПАО "Татнефть" в различные годы проведены геохимические исследования) установлены существенные различия. В результате анализа распределения Сорг, пиролитических параметров (PI, T_{max}) установлено, что коэффициенты зрелости ОБ доманиковых отложений – ПК₃ – МК₁. К сравнению на Баккен и Игл Форд отложения находятся на стадии МК₂-МК₃.

В рамках работы приведен анализ свойств нефти доманиковых отложений и light tight oil (LTO) – легкой нефти Баккен и Игл Форд. В результате сравнения установлено, что нефть доманиковых отложений Республики Татарстан существенно отличаются от LTO сланцевых формаций США: намного выше плотность, выше содержание серы. Установлены основные причины, приведшие к разнице: существенные различия в стадиях термической зрелости ОБ, обстановка сероводородного заражения фотического слоя вод доманикового палеобассейна.

Таким образом, установлено, что на территории РТ доманиковые отложения не являются абсолютным аналогом сланцевых отложений. Следовательно, применять опыт разработки сланцевых формаций Северной Америки к доманиковым отложениям нужно с большой осторожностью. Необходимо искать свои пути и можно отметить, что работы в данном направлении ведутся.

Так в работе рассмотрены аспекты наличия в доманиковых отложениях повышенного содержания радиоактивных элементов, в частности урана. Поскольку из эмпирических данных геохимии известно, что концентрации урана в целом напрямую связаны с повышенными содержаниями ОБ в породе, то по данным урана можно с высоким уровнем достоверности рассчитывать содержание ОБ. Данный факт может служить хорошим индикатором высокоуглеродистых отложений.

Для подтверждения данной гипотезы, на территории Зеленогорской (по данным 248 скв.) и Павловской (по данным 267 скв.) площадей, характеризующимися высокой степенью разбуренности и изученности, построена серия карт распределения гамма-поля отдельных пластов семилукского и мендымского горизонтов: См-1, См-2, См-3, Мн-1, Мн-2, Мн-3, Мн-4. Построенные карты распределения гамма-поля подтвердили дифференциацию ОБ в процессе седиментации: накопление уранообогащенных пород в пониженных участках палеорельефа, что позволило выделить наиболее перспективные участки, обогащенные ОБ.

Согласно данным количественной оценки перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений по территории Республики Татарстан, выполненной по методике Неручева С.Г., суммарное количество нефти, оставшейся в матрице генерирующей толщи, составляет 82,1 млрд. т.

Указанная цифра свидетельствует о перспективности открытия совершенно новых, не типичных залежей. На современном этапе доманиковых отложений в первую очередь необходимо обратить внимание на участки, расположенные в осевых частях ККСП и в зонах с выявленными нефтепроявлениями в старых скважинах. На территории Республики выявлено более 650 таких объектов.

В работе приведена экономическая оценка добычи нефти из доманиковых отложений.

Сланцевый газ: генерационный потенциал флюидопоров Ромашкинского нефтяного поля

А.Г. Сумский (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Одной из основных бюджет формирующих отраслей многих государств – производителей УВ-сырья является горючий газ. В конце 20 в. произошло интенсивное развитие буровой техники и методов вскрытия пласта. Это было связано с массовой разработкой месторождений нефти на суше, а начиная со второй половины 20-го века и на шельфе современных океанических бассейнов с использованием платформ. Использование новых методов вскрытия пласта, в первую очередь, горизонтальное бурение с последующим гидроразрывом пласта (ГРП) позволяет существенно превратить практически непроницаемые глинисто-сланцевые породы в высокопроницаемые объекты.

“Газосланцевый бум” возник, как отмечено ранее, в начале текущего столетия. В связи с наметившимся резким падением добычи природного газа за последние десятилетия в США предприняты огромные усилия по наращиванию объемов добычи сланцевого газа, что позволило довести извлекаемые запасы сланцевого газа до 24,4 трлн. м³, что превысило запасы природного газа страны более чем в 3,5 раза.

Сланцевый природный газ (англ. natural shale gas) – это природный газ, добываемый из горючих сланцев, который состоит преимущественно из метана. Известно, что аналогом сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья. Органическое вещество в этих породах относится к категории «слабо- и умеренно концентрированного» и составляет 2,5-10 %, иногда достигает 20-40 %.

В данной работе автором рассматривается генерационный потенциал флюидоупоров, в качестве которых выступают глинистые минералы. Как известно к основным литолого-петрографическим методам изучения сланцевых пород относятся лабораторные исследования керн (микроскопические исследования, метод больших шлифов, минералогический анализ, рентгеноструктурный анализ).

По литологическому составу флюидоупорами могут быть различные породы. Наиболее высокими изолирующими качествами в геологическом разрезе на территории Татарстана обладают глины. Глины как правило содержат большое количество органического вещества (керогена). Причем керогена находящегося на высоких уровнях катагенеза. Кероген должен быть соответствующего типа, на высокой стадии катагенеза, когда жидкие углеводороды расщепляются до состояния газовой фазы при термическом крекинге. Глины во флюидоупорных горизонтах имеют различный состав и упаковку. Например, минеральный состав рифейского комплекса отложений (восточная периферия Татарского свода) включает в себя хлорит, каолинит, гидрослюдистые фазы, а также смешаннослойный комплекс (гидрослюда-хлорит, гидрослюда-сметтит). Главной их характерной особенностью является высокая степень катагенетических преобразований, высокая пористость, до 25-30%, размер пор 8-10 до 40-50 нм. Минеральный состав глинистых минералов кыновского флюидоупорного и тиманского горизонтов Ромашкинского месторождения (Абдрахмановская площадь) включает в себя гидрослюдистые фазы, смешанный комплекс (гидрослюда-сметтит), каолинит, хлорит. Высокая степень анизотропии, пористость 15-20%. Минеральный состав лингуловых глин представлен хлоритом, гидрослюдистыми и смешанным комплексом.

Газовые компоненты, содержащиеся во флюидоупорах способны трансформироваться в низкомолекулярные углеводороды при определенно созданных условий и температуры нагрева. Эксперименту подвергались образцы низкопроницаемых пород западного склона Южно-Татарского свода, Ашальчинского месторождения, скв. 15176, 15177, 15190, 15191, 15193 (интервал глубин 70-174 м). Длительность эксперимента составила 2 ч. при температуре нагрева до 300 С, давление до 15 атм.

Результатом обобщения лабораторных исследований керн (микроскопические исследования, метод больших шлифов, минералогический анализ, рентгеноструктурный анализ), построенных схем ассоциаций глинистых минералов является литолого-технологическое картирование наноминеральных комплексов нефтяного пласта

Проведенные исследования показали, что содержащиеся во флюидоупорах Ромашкинского месторождения, а также ряда месторождений саттелитов РТ (например, Ашальчинское месторождение) газовые компоненты способны трансформироваться в

низкомолекулярные углеводороды при температурах около 250 С в присутствии каталитически активных наноразмерных глинистых минералов, интеркалированных солями переходных металлов в виде структур Кегина. Таким образом, глинистые толщи рассмотренных горизонтов обладают высокими коллекторскими свойствами. Использование современных методов воздействия на пласт позволяет проводить их дезагрегацию и существенно повысить проницаемость.

Предложенный подход может стать основой для разработки способа получения газообразных углеводородов – сланцевого газа из низкопроницаемых коллекторов.

Построение геологической модели с учетом блокового строения для уточнения объемного параметра при подсчете запасов нефтяных залежей

М.Ш. Магдеев, С.Н. Михайлов (институт «ТатНИПИнефть»)

Объектом исследования в представляемой работе является влияние тектонических нарушений на строение залежей муллинских отложений живетского яруса на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Данная площадь характеризуется плотной сеткой глубоких скважин, вскрывших муллинские отложения, и расположена в центральной части месторождения, вместе с тем абсолютные отметки кровли живетских отложений не являются наиболее высокими на Ромашкинском поднятии.

В геологическом развитии Абдрахмановской площади основное влияние оказало формирование Уральской геосинклинали Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины. При формировании Предуральского прогиба в кунгурское время образовались разломы субмеридионального направления в связи с наклоном на восток восточной части Русской платформы. С юрского времени начался процесс формирования Прикаспийской впадины, и на рассматриваемой территории площади возникли разломы субширотного простирания как результат опускания южной части ЮТС.

В процессе изучения распределения нефтенасыщения продуктивных пластов муллинского горизонта выявлено, что в скважинах, расположенных по соседству и пробуренных до начала разработки пласта на участке рассматриваемой залежи (1980 г.), по материалам геофизических исследований скважин уровень водонефтяного контакта (ВНК) отбивается на различных абсолютных отметках. В отдельных случаях разница в отметках ВНК достигает 5-6 м (скв. 51 – 1969 г. бурения, удлинение – 0,21 м; скв. 300 – 1980 г. бурения, удлинение – 31,0 м; 813 – 1974 г. бурения, удлинение – 2,6 м).

На основании материалов ГИС в IRAP RMS 2013 поэтапно построена 3D модель участка залежи, в которой отражены предполагаемые тектонические нарушения.

На первом этапе выполнены структурные построения по опорной поверхности подошвы репера «верхний известняк».

На втором этапе определены осевые зоны разломов субмеридионального и субширотного направлений, тем самым выбранный участок разбит на макроблоки, на которых в дальнейшем выделены микроблоки с учетом разницы в гипсометрических отметках более 3-х м.

На третьем этапе смоделирована объемная модель выбранного участка с выделенными разломами, которая позволила провести анализ положения ВНК с учетом блокового строения участка залежи (см. рисунок).

По результатам выполненной работы сделаны следующие выводы и рекомендации.

1. Перестроено геологическое строение участка Абдрахмановской площади с учетом выделения предполагаемых разломов субмеридионального и субширотного направления, определяющих блоковое строение залежи.

2. При подсчете запасов с целью уточнения объемного параметра необходимо учитывать блоковое строение нефтяной залежи.

3. Рекомендуется провести изучение и анализ блокового строения нефтяной залежи с целью определения гидродинамической взаимосвязи пашийских и муллинских отложений.

4. Рекомендуется учитывать блоковое строение разбуриваемых участков при заложении горизонтальных скважин.

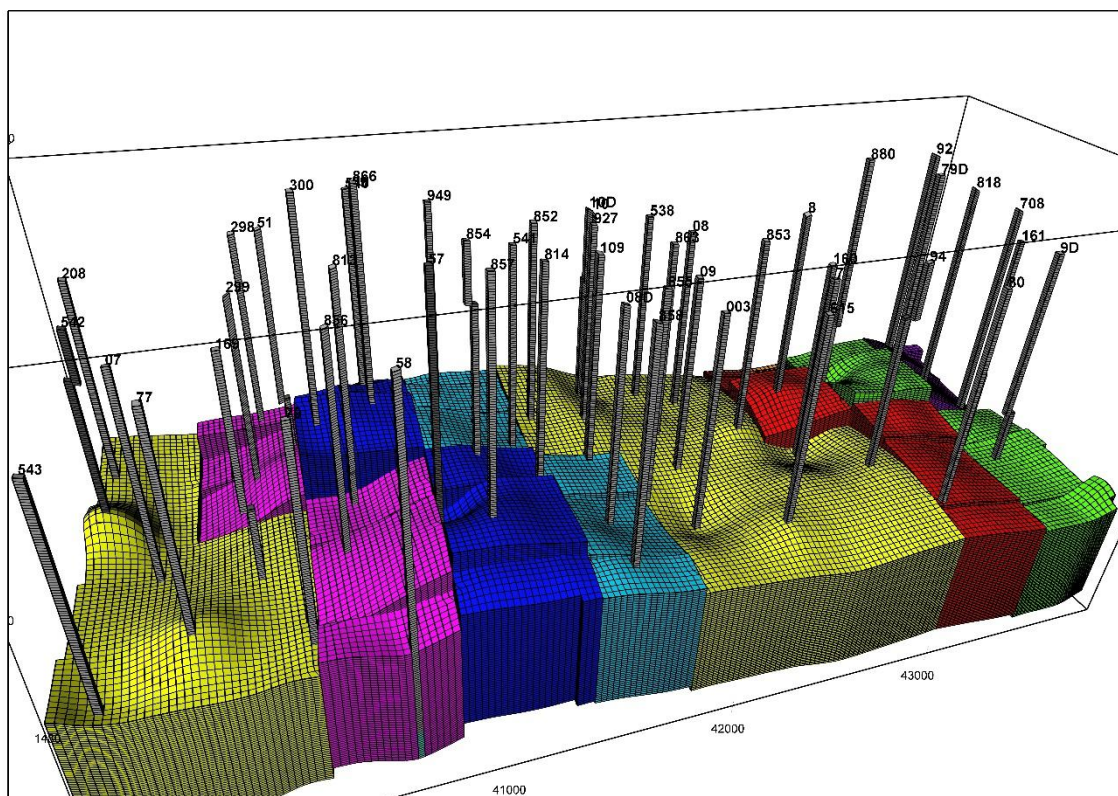


Рисунок. 3D модель блокового строения участка залежи Абдрахмановской площади.

Разработка перспективных залежей верейских отложений Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Р.А. Кутуева (НГДУ "Лениногорскнефть")

На сегодняшний день выработанность запасов Абдрахмановской площади составляет более 90%. Для стабилизации и наращивании добычи нефти необходимо вовлекать в разработку запасы верхних горизонтов (в частности, верейский горизонт).

Разработка Абдрахмановской площади ведется из девонских отложений и отложений нижнего карбона, и верейские отложения (средний карбон) опробованы не были, запасы не подсчитаны.

При работе с геофизическим материалом Абдрахмановской площади было замечено наличие нефти в верейских отложениях, что подтверждается анализом керна по скважине №8825Д, в котором были выделены нефтенасыщенные известняки.

В районе этой скважины был выбран участок скважин. Проанализировав геолого-геофизический материал, мною была построена структурная карта по кровле верейских отложений. Отложения верейского горизонта по литологическому признаку можно разделить на две части: нижнюю – карбонатную и верхнюю – терригенную. Для каждого типа были построены карты нефтенасыщенных толщин. Нефтенасыщенная толщина

терригенного верей колеблется от 1м до 5м; в карбонатных отложениях толщина изменяется от 8м до 20м.

В результате анализа работ скважин, была выделена скважина №14133, которая в настоящее время находится в геологическом ограничении по причине высокой обводненности. (99%). Скважина отобрала с начала эксплуатации - 53 тыс. т нефти.

Предлагаю на данной скважине провести работы по опробованию верейского горизонта с последующим ОПЗ в интервалах 753,5-756м; 757,5-760м; 771-775м; 778-783м. По аналогии со скважинами, разрабатывающими верейские отложения ожидаемый дебит 4-5 т/сут. Предлагаю опробовать каждый тип отложений отдельно, для определения добывных возможностей пласта. В случае положительного результата предлагаю опробовать данный горизонт на других скважинах, представленных в таблице 1.

На скважинах №№3335, 3335А рекомендуется провести реликвидацию скважин с опробованием верейского горизонта. Скважина №13967 находится в нагнетательном фонде, предлагаю перевести в добывающий фонд и опробовать верейские отложения.

Таблица 1

Мероприятия по добыче нефти

№ скважины	Текущее состояние скважины		Предлагаемый режим работы скважин			Мероприятия
	назначение	горизонт	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обводненность, %	
14133	Добывающая Геол.ограничение	Пашийский	5,8	5	5	Перевод (возврат) на другой горизонт+ОПЗ
3335	Ликвидированная	Пашийский	5	4,2	5	Реликвидация скважины с опробованием верейского горизонта
3335а	Ликвидированная	Кизеловский	4,1	3,5	5	Реликвидация скважины с опробованием верейского горизонта
13967	Нагнетательная	Пашийский	3,5	3	5	Перевод скважины в другие категории

Ожидаемая добыча нефти за год составит 5215 т. Мною был произведен оперативный подсчет запасов, согласно которому начальные балансовые запасы нефти по участку составляют 4132 тыс. т, из них начальные извлекаемые запасы – 867 тыс.т. Далее мною была рассчитана экономическая эффективность по предложенным мероприятиям. Суммарный ЧДД составил 117,7 млн.руб, ИДДЗ – свыше 1,55, срок окупаемости – менее года.

При положительном результате опробования скважин включить в программу НИОКР для подсчета запасов верейского горизонта на Абдрахмановской площади.

Перспективный метод разработки термическим воздействием на верейский горизонт в условиях НГДУ «Лениногорскнефть»

А.А. Хакимова, А.А. Гайнуллин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Одной из основных проблем нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет является поддержание нефтеотдачи пластов. В условиях НГДУ «Лениногорскнефть» предлагаем рассмотреть неэксплуатируемый верейский горизонт Ромашкинского месторождения, представленный сложением из карбонатных пород.

Данный горизонт с учетом особенностей строения природного резервуара можно отнести к пластово-сводовому типу, большая часть которого литологически экранирована и надёжно изолирована от нижележащего башкирского яруса плотной повсеместно развитой глинисто-карбонатной пачкой пород.

301 залежь разрабатывается как возвратный объект и эксплуатируется единичными скважинами, по причине низких пластовых давлений. Обладает менее эффективной нефтенасыщенной толщиной по сравнению с залежами 302 - 303, что подтверждается низким текущим значением КИН.

Значительной проблемой при разработке 301 залежи является вязкость нефти. В сравнении с вязкостью нефти девонских отложений наблюдается превышение данного показателя на верейском горизонте на 87 %, что при разработке исследуемой залежи с применением системы ППД может привести к преждевременному обводнению.

Проанализировав неэксплуатируемый фонд скважин, ранее работавших на нижележащих горизонтах, с существующей системой ППД, выбран опытный участок, состоящий из 3-х нагнетательных и 16-ти добывающих скважин.

На данном участке в 2014 году на пяти добывающих скважинах были проведены ГТМ с целью опробования верейского горизонта и параллельным вводом нагнетательных

скважин, принёсших ожидаемые положительные результаты. Суммарный суточный дебит по нефти составил 7,23 т/сут.

Как отмечалось ранее, существующий метод разработки несовершенен по причине высокой разницы вязкости нефти и воды. Предлагаем увеличить температуру закачиваемой воды, что приведёт к снижению вязкости и, следовательно, подвижности нефти. Согласно проведенным расчетам вязкость нефти снижается в 2,5 - 3 раза.

Для реализации данного мероприятия предлагаем смонтировать путевой подогреватель на площадке ДНС-9с, который будет обеспечивать нагрев сточной воды, за счёт использования попутного газа. Закачку нагнетаемой воды предлагается осуществлять через теплоизолированные водоводы и колонну НКТ «Термокейс».

В результате закачки горячей воды в пласте формируется температурный фронт, перемещающийся в направлении фильтрации теплоносителя, согласно расчету суточное его продвижение составит 0,16м. Ориентируясь на расстояние между нагнетательными и реагирующими скважинами, можно предположить что первый эффект будет получен через один год. Организация данного мероприятия эффективна при малых расстояниях между нагнетательной и добывающей скважинами, что и прослеживается на выбранном участке.

Эффект от теплового воздействия проявляется в росте дебита нефти. При этом более высокая температура закачиваемой воды способствует большему его увеличению. Ожидаемый прирост дебита в среднем будет составлять до 1,5 т/сут. по каждой скважине, что в перспективе на 16-ти добывающих скважинах исследуемого участка приведет к получению нефти до 24 т/сут.

Произведен расчёт экономической эффективности с учетом затрат на реализацию термозаводнения, путём сводки капитальных затрат на внедряемое оборудование и текущих производственных вложений.

Экономическая эффективность соответствует:

- ЧДД, равным более 190 млн. рублей за рассчитанный срок эффекта;
- ИДД - 1,59;
- Срок окупаемости при полной реализации программы 3 года.

Выводы:

Реализация предлагаемого мероприятия:

- позволяет минимизировать прорыв воды за счет уменьшения соотношения вязкости нефти и воды;
- снижение вязкости нефти при закачке горячего теплоносителя в пласт и увеличения подвижности пластовых флюидов;

- произвести равномерность выработки запасов по 301 залежи, что позволяет уменьшить не эксплуатационный фонд НГДУ «Лениногорскнефть»;
- ожидаемое увеличение дебитов добывающих скважин при реализации системы термозаводнения через нагнетательные скважины на исследуемом участке;
- получение экономического эффекта более 190 млн. рублей.

Результаты первых пересчетов запасов сверхвязких нефтей шешминского горизонта верхнепермских отложений первоочередных объектов промышленного освоения

Л.Ю. Симанова (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Запасы тяжелых и высоковязких нефтей весьма значительны и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли Республики Татарстан. Поэтому, все большее значение приобретает освоение и разработка месторождений, содержащих тяжелую сверхвязкую нефть.

Есть авторитетные заявления, что за счет СВН можно сохранить общий объем добычи нефти в Татарстане на нынешнем уровне (около 30 млн.т ежегодно) на долгие годы. С этой целью разработан бизнес-проект до 2030 года по освоению Ашальчинского месторождения СВН, с начальными геологическими запасами порядка **33** млн.т/извлекаемыми около 12 млн.т, утвержденными на 7 поднятиях. Принята программа разработки месторождения на годовую добычу 800 тыс.т с развитием до 2 млн.т в год и дальнейшее поддержание этого уровня на длительную перспективу. Запланирована поэтапная реализация проекта «СВН 2000» включающая в себя:

- Полномасштабный ввод Ашальчинской залежи СВН в промышленное освоение с выходом на годовую добычу УВ в количестве 300 тыс. т.
- Подготовку и ввод в разработку Северо-Ашальчинской, Южно-Ашальчинской и Больше-Каменской залежи СВН, входящих в состав Ашальчинского минерально-сырьевого кластера, в разработку с суммарной годовой добычей 500 тыс. т.
- Геологическое доизучение, подготовку и ввод в промышленное освоение 19 залежей СВН, выбранных в качестве объектов дальнейших ГРП с целью подготовки запасов СВН для промышленного освоения по технологии SAGD.

С учетом успешности выполненного объема работ планируется большая работа по пересчету запасов. Так в 2014 году был впервые произведен пересчет запасов, уточнение подсчетных параметров и динамической вязкости пластовой нефти залежи Улановского, и Варваринкинского поднятий Ново-Елховского месторождения; Туйметкинского поднятия Лангуевского месторождения.

В 2013-2014гг., на залежах **Улановского** и **Варваринкинского** поднятий было пробурено 15 оценочных скважин, с выносом до 100 % отложений уфимского яруса. Скважина 1/40, пробуренная между куполами поднятий вскрыла 9,6м нефтенасыщенных отложений песчаной пачки - залежи Улановского и Варваринкинского поднятий объединены в единую залежь. Проведены лабораторные анализы по определению коллекторских свойств 11 скважин, которые уточнили параметры пористости и нефтенасыщенности, утвержденные по керну. Во всех скважинах выполнен оптимальный комплекс ГИС масштаба 1:200. Проведены испытания 4 скважин на приток. После паротеплового воздействия в оценочной скважине 2, из интервала 176–179м песчаной пачки получен приток СВН дебитом 0,8м³/сут., что дало возможность запасы единой залежи СВН Улановского+Варваринкинского поднятия отнести к категории С₁, с доказанной промышленной ценностью.

Выполнен анализ по определению параметра вязкости - значение динамической вязкости при 8⁰С составляет 15 189 мПа*с, при 20⁰С вязкость снижается до 4636,5 мПа*с., величина плотности при 8⁰С составила 0,982 г/см³. Данные значение внесены на учет Государственного Баланса. На учете Государственного Баланса для залежей Улановского и Варваринкинского поднятий ранее числились плотность и вязкость по аналогии с Ашальчинской залежью.

Результаты всех выполненных работ позволили уточнить геол. строение земель уфимского комплекса и привели к увеличению сырьевой базы СВН—получен прирост запасов по кат.С₁ за счет переоценки и разведки в количестве 7798/2808тыс.т (геол./извл.).

На **Туйметкинской** залежи СВН в 2014 году были пробурены 29 оценочных скважин, с выносом до 100 % отложений уфимского яруса. Пересмотр полученного ранее фактического материала и его сопоставление с новыми данными, позволил включить в контур залежи структурные скважины 435 и 292, тем самым увеличить площадь нефтеносности на 30%. Проведены лабораторные анализы по определению коллекторских свойств 22 скважин, которые уточнили параметры пористости и нефтенасыщенности, утвержденные по керну. Во всех скважинах дополнительно выполнен оптимальный комплекс ГИС масштаба 1:200.

Проведено испытание скважины 5, после ПТВ на пласт получен приток СВН дебитом 0,53 м³/сут. – доказана промышленная ценность ранее утвержденных запасов. Определены физико-химические свойства СВН - динамическая вязкость при 8⁰С составляет 18 260 мПа*с, при 20⁰С вязкость снижается до 6 690 мПа*с. На учете

Государственного Баланса для Туйметкинской залежи ранее числилась вязкость равная 955,44 мПа*с, определенная при 20⁰С.

Результаты всех выполненных работ позволили получить на 01.01.2015 года прирост запасов СВН залежи Туйметкинского поднятия по категории С₁ за счет разведки 4477/1612тыс.т (геол/извл.)

Новый взгляд на геологического строение 302-303 залежей с учетом распределения трещиноватости и кавернования. Подтверждение предложенной модели данными новых пробуренных горизонтальных скважин.

И.В.Нигмадзянова, И.И.Бакиров (институт «ТатНИПИнефть»)

Залежи 302-303 приурочены к карбонатной толще башкирских и серпуховских отложений среднего и нижнего карбона, с различными типами пустотного пространства: межзерновым, трещинным и кавернозным.

На залежах 302 и 303 Куакбашского участка проводилось большое количество исследований направленных на определение причин различия дебитов и различий в интенсивности обводнения продукции в соседних скважинах, опробовались методики интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи. Все исследования базировались на пластовой модели строения залежей и к настоящему времени не удалось разработать методики повышения эффективности разработки залежей.

По нашему мнению, Куакбашский вал представляет из себя искусственно собранную композицию, состоящую из нескольких отдельных объектов: Ойкино – Алтунинского, Сортоводско – Шугуровского и Куакбашского. Все эти объекты различаются по генезису и как следствие по времени своего формирования, что предопределяет и различия в распределении трещиноватости и кавернозности, так как оно непосредственно с ними связано.

В результате проведенного ранее анализа юго-западного участка Сортоводско-Шугуровского поднятия были сделаны следующие выводы:

1. Предложенная система разломов и линеаментов, в основном, подтверждается данными глубокого бурения.

2. В верхней части разреза поровое пространство представляет преимущественно трещинная составляющая с небольшой долей каверн малых размеров и с небольшим ареалом их распространения. В нижней части наравне с трещинами присутствуют каверны больших размеров и в большем количестве. В обеих частях разреза интенсивность трещиноватости увеличивается по мере приближения к линеаментам и

только к субширотным разломам, а интенсивность кавернования – и к линеаментам и к разломам.

В данной работе был проведен анализ юго-восточного участка залежей 302-303, который приурочен к Сортоводско-Шугуровской зоне, на предмет подтверждения модели строения пустотного пространства и положения предполагаемых разломов. На основе данных сейсморазведки и анализа геометрических атрибутов кровли верейского горизонта прослежены крупные линейные зоны трещиноватости, обязанные своим происхождением разломам и линеаментам. В пределах исследуемого участка выделены один прикаспийский субширотный разлом, обладающий и открытой трещиноватостью, и кавернностью; один мелекесский субмеридиональный разлом, обладающий только зонами кавернования и два современных линеамента простиранием 155^0 и один простиранием 65^0 , обладающих как раскрытой трещиноватостью, так и кавернностью.

После бурения проектных горизонтальных скважин 2014 года на данном участке, положение предполагаемых разломов подтвердилось, а также были выделены новые разломы по данным ГИС.

Проведенный анализ по новым пробурившимся скважинам показывает, что

1) Представленная модель строения пустотного пространства и выделенные разломы подтвердились и уточнились данными, полученные в результате бурения и эксплуатации новых скважин.

2) Качество сейсморазведки, которая была проведена на 302-303 залежах, позволяет выделить только самые крупный и явные зоны местоположения разломов, необходимо проведение дополнительно исследований АКГИ в системно-геодинамической модификации.

3) При заканчивании и эксплуатации скважин необходимо учитывать местоположения разломов, их тип, простирание, прогнозируемого местоположения зон повышенной трещиноватости и кавернования для оптимизации способов разработки.

Повышение эффективности нестационарного заводнения с помощью создания фильтрационных волн давления

А.Р. Мугинов, А.Х. Гилязов (НГДУ «Елховнефть»)

До применения дифференцированных по времени суток тарифов на электроэнергию работа нагнетательного фонда обеспечивалась исходя из необходимости создания оптимальной компенсации отбора-закачки в зависимости от производительности насосного агрегата кустовой насосной станции (КНС). Режим работы КНС обеспечивал

непрерывность циклов работы и простоя нагнетательных скважин (например, 20 дней работы и 10 дней простоя). При этом малоприемный фонд скважин в период работы КНС находился под закачкой, а высокоприемный фонд циклировался между собой.

С 2014 года в НГДУ началось применение циклирования работ ряда КНС внутри суток. При планировании такого вида циклического режима работ КНС основным определяющим фактором являлся период действия дифференцированных по времени суток тарифов на электроэнергию.

КНС при таком виде циклирования обеспечивали оптимальные значения компенсации высокоприемистых скважин, а применение нестационарного заводнения позволило снизить обводненность в реагирующих скважинах, благодаря возникающим перепадам давления между нефтенасыщенными и заводненными зонами, обеспечивающие перераспределение жидкости в пласте. В тоже время возникли проблемы интенсивных перетоков закачиваемых вод, для исключения которых устья нагнетательных скважин дооборудовались обратными клапанами.

В ходе последующего анализа влияния данного вида циклирования КНС на состояние реагирующих скважин, в которых было выявлено значительное снижение обводненности (20% и более) и увеличение объемов добываемой продукции, было отмечено, что циклирование работ КНС внутри суток производилось в заданном при проектировании режиме в течение всего периода воздействия.

Таким образом, было сделано предположение, что спроектированный циклированный режим работ КНС обеспечил создание в пласте фильтрационных волн давления (ФВД) за счет импульсного изменения режима работы (остановка-запуск) насосного оборудования.

Импульсное изменение производительности насоса приводит к изменению забойного давления, а также формирует ФВД в коллекторе призабойной зоны скважины, которая распространяется от забоя и к забою скважины, в зависимости от режима работы насоса. Воздействие ФВД на заземленные нефтяные участки коллектора при сохранении гидродинамического напора создает условия вовлечения нефти в фильтрационные потоки коллектора призабойной зоны скважины, благодаря возникшим импульсным колебаниям низкой частоты, распространяющимися на большие расстояния.

Дальнейшим нашим шагом было исследование фонда нагнетательных скважин при различных режимах циклирования с использованием устьевых манометров с возможностью записи истории снятия показаний, благодаря которым были построены кривые восстановления и падения давлений (КВД и КПД). Данные исследования позволили сгруппировать скважины по времени интенсивного

восстановления и падения давления. После чего производились корректировки циклированных режимов работ КНС, обеспечивающие создание устойчивых ФВД в различных группах скважин, исключив при этом их «затухание» из-за выхода на квазистационарный режим. Корректировки циклов работ КНС были максимально приближены к льготным часам работы.

Таким образом, мы можем говорить, что скорректированный режим циклирования работ КНС обеспечил:

1. Создание устойчивых ФВД
2. Поддержания ФВД без выхода на квазистационарный режим
3. Работу КНС в льготное время

Применение данного режима циклирования позволило снизить энергозатраты, а также обводненность фонда реагирующих скважин, при этом обводненность добываемой продукции в отдельных реагирующих скважинах снизилась на 30 %.

Положительные результаты применения скорректированного режима нестационарного заводнения внутри суток с созданием фильтрационных волн давления дало основание на продолжение дальнейших работ в этом направлении. На данный момент осуществляется дальнейший подбор КНС, на которых будет осуществлено проектирование режима циклирования внутри суток с созданием фильтрационных волн давления. На основании данных результатов было составлено рационализаторское предложение.

Метод вовлечения трудноизвлекаемых запасов – горизонтальное бурение на терригенный девон

Л.Р.Галиева (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Основным объектом разработки НГДУ «Азнакаевскнефть» являются терригенные коллекторы пашийского горизонта приуроченные восточному пологому борту Мелекесской впадины.

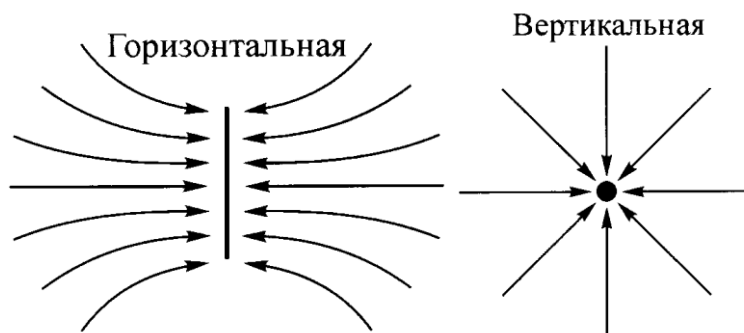
Важной особенностью разработки в последние годы является существенное ухудшение структуры запасов. Та часть запасов, которая приходится на высокопродуктивные неглинистые коллекторы (84,7%) в основной своей части выработана. В разработку вводится все большее количество трудноизвлекаемых запасов нефти. Доля остаточных ТЗН, участвующей в разработке, увеличивается с каждым годом. Структура запасов и состояние разработки требует испытания и применения новых, более эффективных технологий воздействия на пласты. Затраты на разработку нефтяных

месторождений новыми технологиями, как правило, существенно возрастают. Комплексная система разработки залежей с ТЗН включает в себя: различные системы нестационарного заводнения, внедрение более эффективных методов первичного и бесперфораторного вскрытия пластов, применение арсенала методов стимуляции скважин, МУН, а также широкое внедрение систем разработки с горизонтальными и наклонно-направленными скважинами.

Одной из основных направлений разработки площади является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Основными задачами горизонтальной скважины является:

- увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов, а также текущей добычи;
- замедление процесса обводнения скважин;
- улучшение эффективности вскрытия пластов с вертикальной трещиноватостью, низкопроницаемых пластов;
- вовлечение в разработку залежи высоковязкой нефтью и битумами;
- выработка запасов нефти под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами, природоохранными и курортными заповедниками.

Вид притока флюида в скважину из пласта отличается в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Как показано на рисунке, вертикальные скважины имеют геометрию радиального потока и падение давления от перфорации к центру, в то время как горизонтальные скважины имеют параллельный поток и однородное падение давления.



В 2012 году, специалисты НГДУ «Азнакаевскнефть» совместно со специалистами ООО «УК»Татбурнефть» и проектного института «ТатНИПИнефть» решили пробурить кыновские глины под зенитным углом 75-78° и провести направленный горизонтальный ствол по пласту "а" пашийского горизонта.

19452Г – проектная скважина Павловской площади. Скважина была подобрана с учетом наличия на участке низкопродуктивного пласта Д1 «а» с низкими Рпл. Пласт, вскрытый ГС по ГИС охарактеризовался, по литологии за глинизированным песчаником, местами плотный алевролит. При освоении получили слабый приток пластовой

продукции из фильтровой части хвостовика.

Бурение скв.19452Г было начато 10.07.2012г и окончено 06.10.2012г. Зенитный угол при входе в кыновские глины составил 74,9 °, угол входа в пласт "а" - 89,5°. Общая длина скв. составила 2222м, горизонтальная часть ствола – 264м, в которой – 160м – нефтеносная часть пласта. Скважина отработала 2,5 года со средним дебитом 20,0 т/сут.

Применение в комплексе передового бурильного инструмента, нового бурового раствора, передового геофизического оборудования, а также организация работ позволило пробурить направленный ГС в пласте.

Бурение направленного ГС по верхнему пласту пашийского горизонта позволило получить положительные результаты в низкопластовом и низкопродуктивном коллекторе.

Бурение направленного ГС по верхним пластам пашийского горизонта даёт перспективы добычи нефти в тех участках пласта, которые не вовлекались в разработку, а также ТЗН, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки в слоисто-неоднородном пласте

Д.Ф. Гиззатуллина, А.Р. Вафин (институт «ТатНИПИнефть»)

При разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в большинстве случаев по различным геологическим, техническим и технологическим причинам продуктивные горизонты скважинами перфорируются не на полную их мощность, а на определенные интервалы. Другими словами, в таких случаях скважины являются несовершенными по степени вскрытия пласта.

В процессе создания геолого-гидродинамической модели бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения было выявлено, что подавляющее большинство добывающих скважин перфорированы в верхней части продуктивного горизонта, в зону с ухудшенными коллекторскими свойствами. Изначально, такое заканчивание скважин было ориентированно на наиболее полную выработку запасов и увеличение срока безводной работы. Но насколько эффективна перфорация кровли с различными геолого-физическими условиями? Современные методы моделирования позволяют дать ответ на этот вопрос.

Данная статья посвящена решению гидродинамической задачи притока жидкости к вертикальной скважине, которая вскрыла толщину продуктивного пласта в произвольных интервалах.

В ходе данной работы были рассмотрены особенности заводнения залежей нефти при различных интервалах перфорации на примере пятиточечного элемента разработки на модели Сабанчинского нефтяного месторождения. Также проведен анализ влияния положения интервалов перфорации добывающих и нагнетательных скважин на технологические параметры разработки от отношения толщин. Для выяснения степени влияния различных интервалов перфорации от толщин пласта использовались три варианта расчетов (рисунок 1).

Для оценки возможности применения такого подхода для пластов с различными толщинами была проведена серия расчетов с вариантами взаимного положения интервалов перфораций скважин. Для расчета были выбраны размеры интервала перфорации до толщины нефтенасыщенной части пласта, и положение перфорации устанавливалось от кровли пласта до зоны водонефтяного контакта. В качестве нагнетательных скважин и добывающих рассматривались только вертикальные скважины. Соответствующие расчеты выполняются в 3D двухфазной постановке.

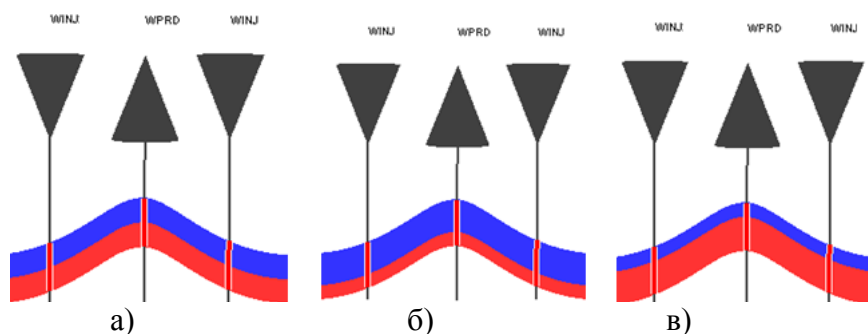


Рисунок 1. Схематическое изображение используемых для расчетов вариантов распределения толщин:

а – при равном соотношении толщин пропластков; б - преобладании низкопроницаемого пропластка ($h_1/h_2=2.3$); в - преобладании высокопроницаемого пропластка ($h_1/h_2=0.42$).

Сравнительный анализ различных методов перфорации с использованием характеристик вытеснения показал, что основным фактором в данном случае, влияющим на показатели разработки, является выбор интервала перфорации добывающей скважины.

Также в ходе расчетов выявили наиболее оптимальные варианты применительно для различных отношений толщин пласта.

Выводы

1. Значение КИН и ВНФ в рассматриваемых геолого-физических условиях зависят от выбора интервала заканчивания в добывающих скважинах и не зависят от интервала перфорации в нагнетательных скважинах

2. Наиболее рациональным с точки зрения выработки запасов будет перфорирование скважины в кровельную часть пласта с пониженной проницаемостью
3. Перфорирование добывающих скважин в низкопроницаемый пропласток значительно увеличивает срок разработки.
4. Выбор интервалов зависит как от целей недропользователя, так и от соотношения толщин пропластков.

Повышение эффективности разработки высоковязкой нефти в малых нефтенасыщенных толщинах с применением горизонтальных и вертикальных скважин

Д.К. Шайхутдинов (институт «ТатНИПИнефть»)

В современных условиях ухудшения ресурсной базы углеводородов важной задачей стоит вовлечение в разработку запасов высоковязкой и сверхвязкой нефти. Самыми распространенными методами разработки таких запасов на сегодняшний день являются технологии паротеплового воздействия на пласт. Эффективность технологии парогравитационного дренажа и технологии пароциклических обработок в одиночных горизонтальных скважинах подтверждена по результатам опытно-промышленных работ компании ПАО "Татнефть" на Ашальчинском месторождении на территории Республики Татарстан. Выявлено, что в нефтенасыщенных толщинах менее 10 м необходимо переходить от технологии парогравитационного дренажа к технологии пароциклических обработок (ПЦО) в одиночных горизонтальных скважинах. В данной статье были затронуты вопросы усовершенствования технологии ПЦО и поиска альтернативных технологий разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. Исследовались различные технологии разработки высоковязких нефтей в малых толщинах. Для различных вариантов комбинировались вертикальные (ВС) и горизонтальные скважины (ГС), их различное расположение друг относительно друга, расстояния между ними.

В работе рассмотрены шесть отличающихся друг от друга вариантов:

1. ГС ПЦО. В горизонтальную скважину поочередно производится закачка пара и отбор продукции.
2. ГС+ВС (у носка). Горизонтальная скважина добывает нефть, вертикальная нагнетает пар, при этом располагается у носка горизонтальной скважины.
3. ГС+2ВС (соосно). Горизонтальная скважина добывает нефть, две вертикальные нагнетают пар, при этом одна располагается над горизонтальным стволом, а другая – у носка горизонтальной скважины.

4. ГС+ВС (сбоку). Горизонтальная скважина добывает нефть, вертикальная нагнетает пар, при этом располагается посередине горизонтального ствола сбоку в 10 м в перпендикулярной горизонтальному стволу плоскости.

5. ГС+2ВС (сбоку). Горизонтальная скважина добывает нефть, две вертикальные нагнетают пар, при этом вертикальные скважины располагаются сбоку в 10 м по разные стороны от горизонтального ствола.

6. ГС+3ВС (сбоку). Горизонтальная скважина добывает нефть, три вертикальные нагнетают пар, при этом центральная и две других вертикальные скважины располагаются по разные стороны сбоку в 10 м от горизонтального ствола.

Варианты 2-6 могут служить как альтернативной заменой технологии пароциклического воздействия, так и возможен переход от ПЦО в процессе разработки. Максимальная эффективность была достигнута в варианте с двумя вертикальными скважинами с их соосным расположением относительно горизонтальной скважины. В качестве наиболее перспективного для промышленных испытаний был выбран вариант с расположением вертикальной скважины у носка горизонтального ствола (вариант 2). В малых нефтенасыщенных толщинах эффективность технологии снижается, что вполне ожидаемо. В проведенной работе была рассмотрена эффективность технологии в зависимости от объемов закачки теплоносителя в пласт. Было установлено, что максимальная накопленная добыча нефти достигается при 55 % компенсации отборов закачкой пара. Увеличение, так же как и уменьшение объемов закачки пара ведет к снижению эффективности технологии. В процессе подготовки технологии к промышленным испытаниям возник вопрос об оптимальном интервале закачки пара в вертикальной скважине. Наибольшую эффективность показал вариант, когда интервал перфорации вертикальной скважины разбивается на два интервала, закачка в которые регулируется в зависимости от текущего состояния паровой камеры. Так, в начальный период в вертикальной скважине производится закачка в оба интервала. В случае прорыва пара в носке горизонтальной скважины, закачка в нижний интервал вертикальной скважины прекращается. По истечении времени и снижении температуры в носке горизонтальной скважины закачка в нижний интервал может быть восстановлена.

Оценка экономической эффективности показала, что проект эффективен, срок окупаемости вложений 4 года. Чистый дисконтированный доход за расчетный период составляет 21,2 млн.руб. На данный момент опытно-промышленные работы на участке Ашальчинского месторождения продолжаются. По реализуемой технологии подана заявка на изобретение №2015101824 от 21.01.2015 г.

Опыт проведения избирательного ОПЗ на нагнетательных скважинах

Р.Р. Газизянов, С.И. Ильясов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Благоприятные условия эксплуатации любого месторождения углеводородов и высокие коэффициенты нефтеотдачи обуславливаются продуктивностью пласта, позволяющей получать относительно высокие суточные дебиты нефти и газа. В течение всего времени разработки месторождения, с момента ввода в эксплуатацию новых скважин, и до стадии истощения могут проявляться факторы, нарушающие сообщения пласта со скважиной, уменьшая тем самым ее продуктивность.

На сегодняшний день, Ромашкинское месторождение находится на поздней стадии разработки и как никогда актуальным является внедрение новых технологий и применение методов увеличения нефтеотдачи. Одним из перспективных направлений является внедрение оборудования ОРЗ на нагнетательных скважинах, которое позволяет разрабатывать два объекта одновременно, вовлекая в разработку запасы ранее не вовлеченные в разработку, избежав при этом затраты на бурение новых скважин. Широкое распространение получило внедрение оборудования ОРЗ с 2-х лифтовой компоновкой, в то время как по многим таким скважинам в разработку вовлечены три и более объекта, хотя с целью более полного охвата вытеснением необходимо применение оборудования ОРЗ с мандрельными камерами. Оборудование ОРЗ с мандрельными камерами на объектах ПАО "Татнефть" на сегодняшний день внедрено всего на 13 скважинах, более активному внедрению данного оборудования мешает, в первую очередь, предъявляемые требования к обсадной колонне скважин, а так же дороговизна данного оборудования.

На стадии истощения любого нефтяного месторождения как никогда актуальным становится применение МУН и ПНП. На нагнетательных скважинах в большей степени применяются методы кислотной очистки призабойной зоны, так как в определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Кроме того, взвешенные вещества содержащиеся в сточной воде могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства.

В настоящее время в компании ПАО "Татнефть" ОПЗ проводят силами бригад ТРС, либо с применением колтюбинговой установки без подъема подземного оборудования скважин.

Применение технологии с использованием непрерывных (гибких) труб (ГТ) - колтюбинговых установок является более целесообразным, что объясняется:

- сокращением времени на проведение работ;
- отсутствием необходимости глушение скважины;
- отсутствием необходимости подъема подземного оборудования.

Значительное количество предложенных к настоящему времени в России и за рубежом технологий очистки призабойной зоны, с целью создания высоких скоростей фильтрации, говорит о широком разнообразии ограничивающих факторов для проведения успешных обработок. Так и при применении кислотного ОПЗ с помощью гибкой трубы существует ограничение, выполнение ОПЗ лишь общим фильтром на многопластовом объекте, что в свою очередь, не всегда является необходимым и оправданным. В настоящее время все более актуальным становится проведение направленного ОПЗ только по определенному пласту с ограничением остальных. В данном случае ОПЗ применяется не только как метод увеличения приемистости нагнетательной скважины, а также и как метод перераспределения профиля приемистости в многопластовой скважине, с целью вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов. В данном случае, применение колтюбинговой установки малоэффективно, и, до недавнего времени, единственно возможным являлся способ подготовки скважины бригадой ТРС с подъемом подземного оборудования с последующей изоляцией пластов технологическими пакерами, по которым отсутствует необходимость проведения ОПЗ. При данном виде ремонта в среднем бригада ТРС выполняет 6 спуско-подъемных операций и применяет большое количество технологического оборудования.

В ходе экспериментальных работ в 2014 году на одной из таких скважин было выполнено ОПЗ с перекрытием одного из объектов. после проведения ОПЗ по реагирующим скважинам увеличилось пластовое давление, что позволило увеличить отбор по данному участку.

В 2015 году выполнено ОПЗ еще на 1 скважине, а также на 3 скважинах планируется проведение ПНП. По результатам, полученным в ходе опытно-промышленных работ, предлагается тиражирование данной технологии в целом по компании ПАО "Татнефть". Кроме того, данную технологию проведения ОПЗ можно применить и к проведению ГРП на нагнетательных скважинах без подхода бригады ТРС и подъема подземного оборудования.

Разработка нефтяных месторождений с вязкопластичными свойствами нефти

Р.Ш. Назмутдинов (Альметьевский государственный нефтяной институт),

Д.Ф. Шайдуллин (ТатНИПИнефть)

В связи с тем, что многие месторождения находятся в завершающей стадии разработки, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти и сложность их добычи. Соответственно увеличивается доля нефтей с неньютоновскими свойствами, которым свойственно проявление такого качества, как предельный градиент сдвига. Наличие данного предельного градиента сдвига приводит к тому, что в областях, где перепад давления меньше некоторого критического значения, жидкость не течет.

Рассмотрим неньютоновское движение жидкости на бобриковском горизонте Мельнинского поднятия Мельнинского месторождения. В данном случае вязкость составляет на данном участке 315,2 мПа*с, но в модели условно меняется данная вязкость и приобретает значения от 5 до 600 мПа*с. Расчет проводится на прогноз до 2065 года.

На рисунке 1 представлены критические значения предельных гидродинамических давлений сдвига, выше которых разница в расчетах в накопленной добыче нефти по сравнению с вариантом без учета ПГДС через 47 лет составляет более 5% в условиях Мельнинского нефтяного месторождения. Именно такая погрешность была принята за критический, так как в процессе адаптации истории разработки погрешность накопленной добычи жидкости и нефти должна быть не более 5%.

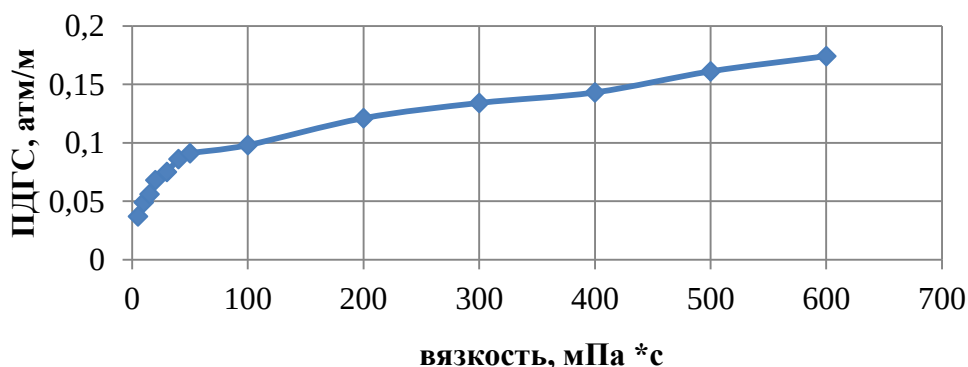


Рисунок 1. Критические значения предельных гидродинамических давлений.

Как видно из рисунка 2, при увеличении динамической вязкости нефти значения ПГДС увеличиваются.

Как это уже известно, коэффициент нефтеизвлечения является одной из самых важных величин при разработке нефтяных месторождений. Оно состоит из двух составляющих в уравнении и находится как произведение коэффициента вытеснения и коэффициента охвата.

Коэффициент охвата напрямую связан с плотностью сетки скважин. Коэффициент нефтеизвлечения можно так же выразить таким образом:

$$\eta = A \cdot e^{-\alpha \cdot S^n}$$

Где A характеризует произведение коэффициентов вытеснения и заводнения, α - коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей; S – плотность сетки скважин, Га/скв.

Логично предположить, что при одинаковой неоднородности пласта для залежей, течение жидкости которых подчиняется ньютоновским законам и для залежей, в которых не подчиняются, должны использоваться разные плотности сетки скважин для разработки залежей.

Если известно значение начального градиента сдвига нефти в пористой среде, который можно установить экспериментально по результатам гидродинамических исследований скважин или в лабораторных условиях, можно рассчитать радиус зон дренирования r для каждой скважины и основываясь на этом рассчитать оптимальную плотность сетки скважин, необходимую для разработки каждого объекта.

Опираясь на труды и результаты проведенных исследований, была выявлена формула для нахождения коэффициента α , соответствующей для неньютоновских жидкостей, которая позволит более точно определить коэффициент извлечения нефти:

$$\alpha = 2.675 + 0.255 \cdot V_p^2 - 0.0272 \cdot \frac{k}{\mu_{\text{eff}}}, \quad \mu_{\text{eff}} = k_{\text{ostv}} \cdot \gamma^{m-1}.$$

Где V_p^2 – квадрат коэффициента вариации расчетной неоднородности, μ_{eff} – эффективная вязкость, мПа·с, k_{ostv} – коэффициент Оствальда, m – показатель неньютоновского поведения, γ – скорость сдвига, с⁻¹.

В результате исследований было установлено, что в расчетах необходимо учитывать предельный градиент сдвига. Выявлено, что плотность сетки скважин, эффективная при расчете ньютоновской нефти может быть нерациональна при расчете с учетом предельного градиента сдвига.

О результатах работ по интенсификации добычи нефти из мендым-доманиковых отложений в НГДУ «Альметьевнефть»

Р.Ф. Хусаинов, Л.И. Фаттахова (НГДУ «Альметьевнефть»)

НГДУ ведет разработку залежи №444 с 1967 года. Залежь пространственно расположена в северной части Березовской площади Ромашкинского месторождения, нефтесодержание отмечается в мендым-доманиковых отложениях.

Мощность нефтенасыщенных толщин изменяется от 1,2 м до 7,8 м для мендымского и от 0,8 м до 11,8 м для доманиковского горизонтов. Разрез продуктивных отложений складывается кремнисто-карбонатными породами, имеющими низкую пористость и проницаемость, участками с повышенной глинистостью. На сегодня мендым-доманиковые отложения вырабатываются крайне низкими темпами, отобрано от НИЗ 3,4%. Добыча нефти в 2014 году по залежи №444 составила всего 1,6 тыс. тонн.

Всего на залежи №444 в эксплуатации находилось 10 скважин, средний дебит нефти за весь период составил 2,2 т/сут, обводненность 59,6%. Первые 10 лет отбиралась безводная нефть, с 1984 года началось обводнение продукции. На сегодняшний день в эксплуатационном фонде находятся 3 скважины. Скважина 11979 в бездействии по причине внутрискважинного осложнения, 25276 – бесприточная, 11988 – после ГРП 2014 года.

Ввиду того, что запасы в мендым-доманиковых отложениях сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах проведение традиционных геолого-технических мероприятий является малоэффективными. Поэтому в конечном итоге пришли к применению гидроразрыва пласта и различным его вариациям.

Распространяя опыт вовлечения объектов с низкопроницаемыми коллекторами в активную разработку в НГДУ в 2013 году выполнили ГРП на скважине №25276. Однако, увеличение продуктивности не произошло. На скважине применялся подход, используемый при проведении обработок в традиционных терригенных коллекторах: применялась жидкость разрыва с вязкостью порядка 300 сП, использовался среднефракционный проппант (20/40 меш). В ходе обработки получено осложнение с ростом рабочих давлений до критического значения (63 МПа) и последующей остановкой закачки. Проанализировав применяемые подходы и полученные было сделано предположение, что главной причиной отсутствия результата является невысокая длина закрепленной трещины (менее 100 м). Применяемые режимы привели к созданию довольно широкой трещины, с высокой проводимостью в околоскважинной зоне. Однако, как показал опыт, в низкопроницаемых коллекторах не требуется высокой проводимости трещины, а главным условием повышения продуктивности является преобладающее развитие трещины в длину.

С учетом полученного отрицательного опыта проведения ГРП на скважине №25276, а так же с учетом рабочей гипотезы о зонах повышенной трещиноватости, был выполнен ГРП на скважине №11988 на доманиковый горизонт. На данной скважине применялись следующие изменения в технологии ГРП:

- предварительная большеобъемная кислотная обработка для снижения напряжения в породе и вытравливания инициированной трещины для снижения устьевых давлений;

- применение маловязкой жидкости разрыва (ГРП на линейном геле);
- использование мелкофракционного состава расклинивающего агента (проппанта);
- высокий темп нагнетания жидкости разрыва для исключения выпадения твердой фазы в осадок и преждевременного экранирования;
- увеличенная масса проппанта, низкая концентрация.

Предложенные режимы, отличные от стандартного ГРП, позволили создать и закрепить максимальную длину трещины без преждевременного экранирования и одновременно обеспечить оптимальную проводимость искусственной трещины. По результату проведенного ГРП получен рост продуктивности с 0,341 до 0,963, накопленный прирост составил около 10 т/сут.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- мендым-доманиковские отложения являются наиболее нетрадиционными и сложными при производстве гидроразрыва пластов;
- необходимо изменить существующие традиционные подходы при планировании, проектировании и проведении в следующем: развивать трещину преимущественно в длину; применять маловязкую жидкость разрыва; использовать самый мелкофракционный состав проппанта; поддерживать высокие темпы нагнетания жидкости и использовать «оторочки» для исключения экранирования проппанта.

В 2015 год, планируется провести ГРП на скважине №11979 с применением наиболее агрессивного дизайна. На скважине №32923 при бурении (на Березовскую площадь) транзитом планируется отбор керна в доманиковом горизонте, проведении исследований для определения механических свойств горной породы.

В ближайшей перспективе (2016-2017г.г.) выполнить бурение горизонтальной скважины с учетом региональных напряжений с последующим многозонным ГРП.

Увеличение нефтеотдачи пластов в горизонтальных скважинах

А.Р. Гайфуллина, Л.Р. Сагидуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

В настоящее время в мире более 60% скважин бурится с горизонтальным окончанием. Опыт эксплуатации таких скважин подтвердил высокую эффективность применения горизонтальных технологий. Наличие протяженной зоны дренирования и низкого фильтрационного сопротивления призабойной зоны горизонтальных скважин обеспечивают высокий охват объекта разработкой при минимальных депрессиях на продуктивный пласт. Горизонтальные скважины при благоприятном геологическом строении эффективны как на начальной стадии разработки, так и на поздней.

Однако в нашем НГДУ средний дебит нефти по горизонтальным скважинам составляет 5,4т/сут, что сдерживает применения горизонтальных технологий.

Основными причинами низких дебитов нефти (менее 2 т/сут) являются:

- 1) Отсутствие необходимого притока с пласта
- 2) Резкое обводнение в процессе эксплуатации

Причиной низких дебитов может также явится проводка ствола скважины по траектории, приводящей к вскрытию либо водоносной части пласта, либо зоны, находящейся близко от ВНК, что в процессе выработки запасов и подъеме ВНК приводит к резкому обводнению продукции скважины.

Поэтому основной целью написания данной работы является:

- 1 Выявление интервалов источников обводнения в горизонтальных скважинах с дебитом менее 2т/сут для проведения изоляции водопритока с помощью пакеров ТАМ
- 2 Предложение участков и скважин для внедрения новых технологий для повышения нефтеизвлечения в горизонтальных скважинах

В последнее время для изоляции обводнённых участков в компании используются специальные эластомерные пакеры затрубного пространства «ТАМ FREECAP», способные увеличиваться в объеме почти в 3 раза относительно объема, занимаемого при спуске в скважину. Когда пакер «ТАМ FREECAP» соприкасается со скважинными флюидами, эластомер специализированного состава разбухает за счет поглощения, закупоривая затрубное пространство в любых открытых или обсаженных стволах. Положительными примерами применения набухающих пакеров являются горизонтальные скважины №№ 27702г и 27794г, 27837г.

Во трех скважинах (27794г, 27702г, 27837г) горизонтальный стволы представлены в основном неоднородным продуктивным коллектором, поэтому основной приток и выработка запасов согласно профилю притока происходила по участку ГС с улучшенными коллекторскими свойствами, поэтому эта зона также является основным источником обводнения ГС скважин.

За счет проведения ВИР с помощью водонабухающих пакеров по отключению таких интервалов, были вовлечены участки ствола с ухудшенными ФЕС, что позволяет увеличить площадь вовлечения ($S_{\text{вовл}}$) залежи в процесс охвата, что напрямую влияет на Кохв. пласта процессом вытеснения.

Был произведен расчет увеличения проектного КИН за счет проведения мероприятий на участках горизонтальных скважин. По расчетам данные мероприятия позволят увеличить КИН в среднем на 7,4%.

Рассчитана экономическая эффективность проведенных мероприятий сроком на 4 года. Дисконтированный срок окупаемости мероприятия в течении года. Чистый дисконтированный доход – 420,752 тысячи рублей. Индекс доходности при этом составит 1,98.

По результатам данной работы можно сделать следующие выводы:

- Водоизоляционные работы в ранее пробуренных горизонтальных скважинах с использованием водонабухающих пакеров «ТАМ FREECAP» позволяют увеличить дебит нефти нерентабельных скважин с горизонтальным окончанием, вовлечь в разработку участки ствола с ухудшенными ФЕС и рентабельно вырабатывать остаточные запасы нефти.
- Мероприятия проводимые на пробуренных горизонтальных скважинах позволяют увеличить КИН по участкам залежей в среднем на 7,4 %.

Применения перфосистемы АКВ-пласт при КРС

И.М. Сахабиев (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Все многообразие загрязняющих веществ в ПЗП можно систематизировать по фазовому состоянию на 3 класса:

- 1) Твердые (механические примеси, солевые отложения)
- 2) Жидкие (мелко диспергированная и капиллярная вода)
- 3) Вязко-пластичные (эмульсионные смеси, глинизированные отложения и коллоидизированные слои АСПО)

Существующие методы ОПЗ: физические, химические, тепловые, комплексные.

Основным элементом при проведении ОПЗ применяемыми на добывающих скважин является перфорация.

Технология кумулятивного метода.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/с и создает давление на преграду до 0,15 - 0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8 - 14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа

перфоратора. Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно. Бескорпусные - одноразового действия. Однако разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется только лишь для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Технология и АКВ – пласт.

Аппарат комплексного воздействия АКВ «Пласт» предназначен для вторичного вскрытия и термогазодинамической обработки продуктивных пластов в нефтяных, газовых и других скважинах, с целью установления гидродинамической связи пласта со скважиной, увеличения отдачи или приемистости пласта путем повышения проницаемости его прискважинной зоны воздействием продуктов сгорания газообразующих зарядов.

Рассмотрим Физические основы воздействия.

Одновременно со срабатыванием кумулятивных зарядов в аппарате комплексного термогазохимического воздействия «Пласт» происходит воспламенение и горение газогенерирующих зарядов. Возникающие от срабатывания кумулятивных зарядов и от сгорания газогенерирующих зарядов, газообразные продукты (в нашем случае 700 литров газов на 1 кг заряда) вызывают резкое повышение давления и температуры в интервале обработки, оказывая механическое, тепловое и физико-химическое воздействие на пласт. При этом столб жидкости в скважине играет роль своеобразного пакера.

Механическое воздействие проявляется в образовании в пласте остаточных трещин, очистке прискважинной зоны от продуктов химических реакций и песчано-глинистых частиц. При резком повышении давления в скважине образующаяся газожидкостная смесь с высокой скоростью и под большим давлением нагнетается через перфорационные каналы и естественные трещины в пласт, выполняя роль клина, раздвигающего горную породу. Большое количество газов, зависящее от массы газообразующих зарядов, позволяет создать в скважине давление, превышающее полное горное давление. Остаточная деформация горной породы препятствует смыканию трещин после снятия давления, поэтому отпадает необходимость закрепления их песком. Тепловое воздействие газообразных продуктов горения обеспечивает плавление отложений парафина и асфальта-смолистых веществ и снижает вязкость нефти.

Результаты проведенных работ

Скважина	НГДУ	Q нефти до перфорации (тн/сут)	Q нефти после перфорации(тн/сут)	Q(т/сут) +/-
7827	ДЖН	3	8	5
6798	ДЖН	1,2	4,83	3,63
1313	ДЖН	0,8	3	2,2
11779	ДЖН	2,10	5,9	3,8
21995	ДЖН	2,1	4	1,9
17142	ДЖН	1,4	3,8	2,4

Выводы: АКВ-Пласт производить на скважинах где наблюдается снижение коэффициента продуктивности на добывающих скважинах и в комплексе с другими ОПЗ для нагнетательных скв.

Изучение направления распространения трещины при ГРП для повышения успешности метода

И.А.Гатауллин, Р.Р.Гараева (НГДУ «Джалильнефть»)

Ранее в наших работах мы предложили проводить ГРП на неоднородных низкопроницаемых коллекторах и именно в этом случае показали его как метод повышения нефтеотдачи пластов. А при проведении обработки на высокопроницаемых коллекторах ГРП, создавая трещину в пласте, как бы искусственно повышает неоднородность коллектора, что вызывает преждевременное обводнение и следовательно, может снизить КИН. А раз снижается КИН, то применительно к высокопроницаемым коллекторам возможно ГРП следует квалифицировать как метод интенсификации разработки. Также важным условием успешности ГРП на добывающем фонде остается наличие пластового давления не только по скважине, а по участку в целом. Однако все это не может дать нам 100% успешность. Отсутствие информации об азимуте распространения трещины при гидроразрыве пласта осложняет оптимизацию разработки площади, в частности не удастся определить направление потоков жидкости. Поэтому весьма важной задачей является определение реальных (а не расчетных) параметров трещины или трещиноватой зоны, полученной в результате проведения гидроразрыва. Оценка размера и характера развития трещины в пласте в процессе производства ГРП с последующим обобщением таких данных по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на последующих объектах.

В рамках ОПР в НГДУ были проведены работы по определению азимута и характера развития трещины (трещиноватой зоны) в процессе производства ГРП в скважинах и оценка достоверности результатов проведенных исследований пассивного наземного микросейсмического мониторинга ГРП по материалам гидродинамических и индикаторных исследований. В процессе реализации данного проекта были выполнены:

1. Пассивный наземный микросейсмический мониторинг ГРП на нагнетательной скважине 11951 Сармановской площади, который заключается в непрерывной записи микросейсмических шумов стационарно установленными или периодически устанавливаемыми сейсмологическими датчиками. Таким образом, в ходе проведенных работ получены карты накопленной микросейсмической активности (ассоциируется с процессом трещинообразования в пласте) и прослежена динамика её развития.

2. Гидродинамические исследования в изучаемой скважине 11951. В результате анализа данных ГДИ скв. 11951 до и после ГРП установлено наличие трещины после проведения ГРП с расчетной полудлиной трещины, проходящей через скважину – 871 м.

3. Гидропрослушивание. При проведении межскважинных исследований на окружающих добывающих скважинах выявлено изменения на двух добывающих скважинах 11950 и 12296 (по Рзаб, дебитам и т.д.).

4. Индикаторные исследования. В нагнетательную скважину, на выбранном участке, до и после проведения ГРП закачивается разведенный раствор флуоресцентного индикатора. Проанализировав полученные результаты выхода индикаторов в наблюдательных скважинах можно сказать, что значительно изменились коллекторские свойства в направлении к скважинам 12296, 11950, 22264 и 12301, в связи с тем, что до ГРП индикатор в данных скважинах не был выявлен. Учитывая, что отмеченные скважины начали реагировать лишь после проведенного ГРП, вероятнее всего в их направлении произошло раскрытие трещин ГРП.

Образно наложив данные индикаторных, гидродинамических и исследований межскважинных интервалов на карту суммарной зоны микросейсмической активности по всем этапам ГРП можно отметить, что основная северо-восточная зона микросейсмической активности располагается между направлениями по линиям скв. 11951-12296 и скв. 11951-11950-12301, что вызвано образованием трещины в процессе ГРП и является причиной начала реагирования данных скважин после ГРП. Достоверность полученных результатов проведенных исследований мониторинга ГРП в нагнетательной скважине № 11951 Сармановской пл. высока, что подтверждается результатами ГДИ, индикаторных исследований и исследований окружающих добывающих скважин.

Важным итогом данной работы является получение информации об азимуте распространения трещины при гидроразрыве пласта. А оценка размера и характера развития трещины в пласте в процессе производства ГРП с последующим обобщением таких данных по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на последующих объектах (гидравлически созданные трещины всегда ориентированы перпендикулярно минимальному главному напряжению). При этом проведение гидропрослушиваний окружающих добывающих скважин позволит подтвердить направление развития трещины ГРП.

Таким образом, обобщенные результаты данных исследований позволили нам предположить, спрогнозировать направление развития трещины при ГРП по скважинам данной площади и повысить успешность ГРП при 21 проведенной операции за 2015год до 76% (за 2014год-70%), а прирост увеличить до бт/с (за 2014год – 5,3т/с).

Анализ применения кислотосодержащих композиций на карбонатных коллекторах Ромашкинского месторождения

Д.А. Светлякова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Актуальность применения кислотосодержащих композиций обусловлена следующими основными позициями: в связи с увеличением доли запасов карбонатных коллекторов в общих балансовых запасах необходима стабилизация добычи нефти за счет интенсификации выработки запасов из карбонатных коллекторов на фоне снижения доли добычи из высокопроницаемых терригенных коллекторов, повышение эффективности воздействия на призабойную зону пласта и активизация выработки запасов углеводородного сырья, ресурсосбережение, энергосбережение.

Общеизвестными проблемами в условиях НГДУ «Альметьевнефть» являются: низкие темпы выработки; малые нефтенасыщенные толщины и обширные зоны ВНЗ. На территории деятельности НГДУ «Альметьевнефть» продуктивные карбонатные отложения представлены залежами №221, №224 и №297.

Основными способами стимуляции карбонатных коллекторов были и остаются кислотные композиции. Для оптимизации хода выработки запасов за последнее десятилетие наибольшее применение получили 5 основных технологий, такие как ДН-9010, СКО, ПАКС, HCL- 15%, КСМД. (БОПЗ, БСКО), которые были проведены на 132 скважинах. ДН-9010 – 48 обработок, СКО – 29 обработок, ПАКС – 22 обработок, HCL- 15% - 20 обработок, КСМД – 13 обработок, БСКО и БОПЗ – по 2 обр. (для расчета

технологического эффекта принято: ДН-9010 – 8 скв. (2008г.), СКО – 5 скв. (2009 г.), ПАКС – 4 скв. (2010г.), HCL – 15% - 7 скв. (2011г.), КСМД – 5 скв. (2010г.).

Особенностью любой кислотной обработки является то, что удельный вес (плотность кислоты) выше, чем плотность нефти; и при нахождении в коллекторе она под действием гравитационной сепарации дифференцируется по вертикали, создавая каналы в направлении ВНК, а всплывающая нефть, вытесняет кислоту из верхней нефтенасыщенной части коллектора. Следующей особенностью является – применение реагентов, блокирующих поступление кислотных составов с принудительно пониженной скоростью реакции.

По скважинам, участвовавшим в анализе, приростов расчётной продуктивности ($K_{\text{пр.после}}/K_{\text{пр.до}} > 1,2$) без значительного роста обводненности продукции достигли 45% обработок. Прироста продуктивности в 5 и более раз достигли методы ОПЗ: ДН-9010 – 8%, СКО – 10%, ПАКС – 5%, HCL-15% - 5%, КСМД – 31%, БОПЗ и БСКО по 50%.

Максимальный объём процессов (50%) проведён на скважинах с обводненностью до 10%. 29 % процессов проводится при обводненности 10-20%, 9% - при обводненности 20-30%. Наилучшие результаты при обводненности более 30% достигнуты после применения технологии КСМД. По дополнительной добыче нефти – лидирует технология КСМД, доп. добыча по которой составляет – 10174 тонн нефти. На втором месте находится метод ПАКС, по нему результаты доп. добычи составили – 8900 тонн нефти. По удельному технологическому эффекту: удельный технологический эффект по технологии КСМД составляет 2035 тонн на скважину, по методу ПАКС – 1780 тонн на скважину. По продолжительности эффекта – лидирующую позицию также занимает технология КСМД с продолжительностью эффекта – 19 месяцев, вслед за ней устремляется метод ДН-9010, продолжительность которого составляет 15 месяцев. По удельным затратам: наиболее дорогостоящими технологиями оказались методы БОПЗ и БСКО, расходы на одну обработку которых соответственно составляют – 6239 тыс.руб. и 5745 тыс.руб. Наименее дорогостоящей признана технология ДН-9010, расходы по которой составили – 284 тыс.руб. на одну обработку.

По результатам проведенных анализов одной из наиболее предпочтительных технологий по интенсификации выработки запасов из карбонатных коллекторов является метод КСМД, данный метод также рекомендован в качестве основной технологии для дальнейшего применения.

Основные выводы по проведенному анализу можно сформулировать следующим образом: 1) основной причиной снижения прироста - является истощение пластового давления во вновь подключенных зонах в процесс дренирования; 2) повысить

эффективность технологий можно за счет оптимизации подбора скважин-кандидатов и изменения технологических параметров обработок: а) по технологиям КСМД и ПАКС происходит увеличение технологической эффективности стимуляции с увеличением удельного количества использованной кислоты на метр толщины пласта; б) предпочтительнее применение кислотных составов ПАКС и КСМД, чем просто проведение СКО при повторных обработках.

Альтернативный метод ограничения водопритока в добывающих скважинах закачкой высокоминерализованной воды

А.К. Ямбушев (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Одной из основных проблем эксплуатации скважин на залежах № 301-303 является преждевременное обводнение продукции. Высокие темпы обводнения связаны со строением карбонатного коллектора, а конкретнее наличием сети связанных между собой вертикальных и горизонтальных трещин, по которым происходит прорыв воды в скважину. Для борьбы с этой проблемой были разработаны и внедрены различные методы водоизоляции.

Наиболее распространенные из них, это: СНПХ-9633, ВНГС, ВПСД. Водоизоляционный эффект в данных методах достигается за счет химической реакции реагентов с водой в высокопроницаемых водоносных трещинах и образованием впоследствии высоковязкой гелеобразной массы. Эти методы водоизоляции эффективны, их минусом является лишь цена.

Следуя по пути удешевления технологий водоизоляции, для проведения большего числа повторных обработок, не требующих больших финансовых затрат на закачку можно использовать реагент ГЭР. Эффективность ГЭР немного ниже чем у вышерассмотренных технологий, но это компенсируется почти пятикратным уменьшением финансовых затрат на проведение обработки, так как ГЭР производится собственными силами на пункте приготовления ОТЖ НГДУ.

Закачку ГЭР можно проводить как при поставленной бригаде ПРС в виде дополнения к основному плану работ, так и по межтрубью, силами ЦДНГ. Это дополнительная экономия средств и времени.

При закачке ГЭР (и других технологий водоизоляции) важным показателем является приемистость пласта перед закачкой. По РД проводить ВИР на скважине с низкой приемистостью пласта не разрешено.

На одной из скважин ЦДНГ, для определения приемистости перед закачкой ГЭР, в пласт закачали 6м³ воды, плотностью 1,18г/см³. Приемистость оказалась недостаточной, скважину оставили в работе. Через некоторое время заметили, что обводненность после закачки «тяжелой» воды снизилась. Для изучения метод повторили еще на нескольких обводненных скважинах. Большая часть из произведенных закачек оказалась эффективна, то есть обводненность снизилась по разным скважинам от 5 до 30%.

Водоизоляционный эффект в данном случае достигается за счет ряда факторов: вследствие проникновения высокоминерализованной воды по системе трещин в высокопроницаемые обводнённые зоны карбонатного коллектора происходит их блокирование из-за сравнительно низкого пластового давления по причине отсутствия системы ППД на залежах 301-303.

Также, одним из факторов является то, что в результате смешения закачиваемой и пластовой вод, происходит образование осадка в виде неорганических солей, которое приводит к закупорке обводненных пропластков. Эффективность и продолжительность эффекта во многом зависит от интенсивности образования таких осадков.

Для подтверждения мною был проведен анализ, в котором произведено сравнение эффективность закачки тяжелой воды (то есть снижение обводненности после закачки) с химическим анализом пластовых вод в скважине до закачки. Выводом из этого анализа стало то, что эффект от закачки в среднем выше в тех скважинах, в составе пластовых вод которых содержится большее количество ионов хлора. Это связано с высокой химической активностью ионов хлора. При смешении пластовой и закачиваемой жидкости выпадают неорганические соли (натрий хлор и гидрокарбонат натрия) которые блокируют обводненные пропластки.

Мною рассчитана экономическая эффективность по предложенным мероприятиям. Суммарный ЧДД составил 623,4 тыс.руб, ИДДЗ – свыше 1,78, срок окупаемости – менее месяца.

Водоизоляционные работы закачкой тяжелой воды, позволяют добиться повышения нефтеотдачи без привлечения бригад ПРС и закупки дорогостоящих реагентов, тем самым уменьшая время простоя скважин, сокращения отбора попутной воды и финансовые расходы в целом.

Комплекс геофизических исследований для определения геометрических параметров трещин

В.И. Бабичева, Р.Р. Газизянов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Первые попытки интенсификации добычи нефти были предприняты еще в 1890-х годах. В США, где добыча нефти в это время развивалась стремительными темпами, был успешно испытан метод стимулирования добычи из плотных пород нитроглицерином-путем взрыва в призабойной зоне пласта с целью создания трещин. С развитием технологии начали применять создание трещин под воздействием избыточного давления, то есть гидроразрыв пласта. В России широкое применение гидроразрыв пласта получил в начале 2000 годов. Несмотря на большой накопленный опыт проведения ГРП, остается нерешенной проблема контроля направления трещины разрыва с целью исключения возможности разрыва породы покрышки между нефтяным и вононасыщенным пластом.

По сути, гидравлический разрыв пласта – это создание высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

При постоянном совершенствовании технологий дизайна ГРП и оптимизации характеристик расклинивающих материалов, практически полностью отсутствует в массовой практике контроль интервалов развития и направления трещин. Существующие технологии контроля интервалов ГРП затратны или технически не всегда выполнимы, либо не однозначны по полученным результатам из-за влияния внешних факторов.

Одним из перспективных методов контроля направления и параметров трещин, образовавшихся в результате ГРП, является применение специальных маркированных проппантов с последующим геофизическим исследованием.

Проппант («расклинивающий агент») – гранулообразный материал, который используется в нефтедобывающей промышленности для повышения эффективности отдачи скважин с применением технологии гидроразрыва пласта. Служит для предотвращения смыкания трещины и сохранения проницаемости, полученных в ходе ГРП. В состав маркированного проппанта входит гадолиний ($Gd^{64}_{157,25}$) – химический элемент, отличающийся высоким сечением радиационного захвата тепловых нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов. Обладая аномально высоким сечением захвата, гадолиний оказывает на поглощающие свойства коллектора эффект соизмеримый с эффектом минерализации пластовых вод на уровне 200 г/л.

Маркированный проппант позволяет:

- определить охват проппантом интенсифицированного интервала и закрепленную высоту трещины гидроразрыва;
- обнаруживается стандартными приборами нейтронного каротажа при обычных скоростях.

С целью изучения направления трещины применяется импульсно-нейтронный каротаж. Применение нейтронно-контрастных проппантов заложено в физической сущности метода - минимальному влиянию прискважинной области, в которой пространственно находится вся конструкция скважины, включая подвески НКТ, эксплуатационную колонну, секции фильтров, область цементного кольца и стенку самой скважины. Это принципиальное отличие ИНК от стационарного нейтронного каротажа (ННК), на показания которого «ближняя» прискважинная зона и сама скважина оказывает максимальное влияние.

В ходе опытно-промышленных работ в НГДУ было выполнено 10 процессов разрыва пласта на добывающих скважинах с применением маркированного проппанта. Один процесс неуспешен, остальные выполнены успешно.

В соответствии с методикой, исследования проводились в два этапа – до и после ГРП. По результатам комплекса ГИС, включающего С/О-каротаж был уточнен характер текущей насыщенности коллекторов в интервале планируемого ГРП.

По результатам исследований на скважине №1, включающим ИНГК-С и ИНГК до и после ГРП установлено, что эффект от проникновения маркированного гадолинием проппанта отмечается в интервале 1800 – 1802,5 м и в интервале 1804-1813м, в то время как по трехмерной модели ГРП MFrac выделяется один большой интервал 1800-1826 м.

Гидроразрыв пласта на скважине №2 проводился при освоении после бурения по пластам «До, а, б1, б2» общим фильтром.

По результатам исследований проникновение проппанта отмечается в интервале 1721 – 1728 м – пласт «До» и в интервале 1729-1748 м – пласты «а, б1, б2». В пластах «а, б1, б2» по результатам ИНГК-С и ИНГК четко выделяется закрепление маркированного проппанта, что в свою очередь безусловно является показателем успешности ГРП. Кроме того, при наличии мощной перемычки возможно проведение процесса разрыва пласта по двум объектам общим фильтром.

Оценка эффективности применения потокоотклоняющих технологий в пластах тульского горизонта Архангельского месторождения

И.Ю. Курашин (НГДУ «Ямашнефть»)

Применение внутриконтурного заводнения пластов и полимерных систем со сшивателем повлекло за собой увеличение дебитов нефти, а также доли воды в общем объеме добываемой жидкости. Одним из потокоотклоняющих методов лидирующее место занимает закачка сшитой полимерной системы – СПС. С 1995 года ведётся закачка СПС в 6 скважин №№ 4105, 4109, 4112, 4116д, 4123 и 4127 при помощи американской установки «Кем-Трон». В 2000 году добавилось 3 скважины с №№ 4120, 4674, 4417. В 2006 году добавилась 1 скважина с № 4428. С 2013 по 2014 года на участке проводится закачка композиции МГС-КПС. Эффективность применения технологий СПС, МГС-КПС приведена в таблице. С 2015 года на участке будет вестись закачка композиции МГС-К.

На 01.01.2015 по первому блоку отобрано 2636,636 тыс.т нефти или 74,44 % от НИЗ, что составляет 20% от всей добычи Архангельского месторождения. В 2014г. действующий добывающий фонд блока составил 25 скважин добывающего фонда и 12 скважин нагнетательного фонда. Жидкости отобрано 5379,16 тыс.т при среднегодовой обводненности продукции 75,2 %. Темпы отбора составили 0,67 % от НИЗ и 2,54 % от ТИЗ. На дату начала закачки потокоотклоняющих технологий (1995г) пластовое давление варьировалось в диапазоне небольших значений: от 40 до 55 атм. В последующем, при продолжительной закачке реагентов давление постепенно восстанавливалось: до величины более 65атм. Широкое применение получила технология закачки полимерных систем (СПС, КПС, МГС-КПС). Технология предназначена для регулирования охвата пласта заводнением и перераспределения потоков в неоднородных пластах с коллекторами любого типа. Всего выполнено 103 закачек, средняя текущая дополнительная добыча нефти составляет 1294 т нефти. Большое количество закачек произведено по технологии капсулированных полимерных систем (КПС). За время проведения мероприятий по всем участкам Архангельского месторождения дополнительно добыто более 1млн. т нефти, удельная эффективность на 1 т закаченного реагента составила 968 тонн нефти. На дату анализа эффект продолжается и составляет в среднем 570 т дополнительной нефти на одну обработку.

С целью выравнивания профиля приемистости неоднородного по проницаемости пласта успешно применялась технология закачки биополимера "Ксантан". Всего произведено 12 скважино-операций. Дополнительно удалось получить более 22 тыс. т нефти. Суть технологии закачки Ксантана является полное или частичное блокирование

промытых водой высокопроницаемых зон коллектора растворами ксантановых биополимеров с индукторами гелеобразования. Благодаря регулируемой вязкости гелеобразующий состав проникает в высокопроницаемые, промытые зоны и выводит их из разработки, перераспределяя потоки пластовых флюидов в менее проницаемые зоны, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченных воздействием пропластков.

Также была опробована технология применения гидрофобных эмульсионных систем (ГЭС-М). Произведена одна обработка скважины в 2010 г. по этой технологии, в результате чего получено более 500 т нефти дополнительно. Технология ГЭС-М предназначена для регулирования процесса разработки нефтяных месторождений или их участков, представленных коллекторами разной проницаемости и длительное время разрабатываемых с применением заводнения. Механизм действия технологии ГЭС-М основан на создании в пластовых условиях эмульсии, обладающей высокой гидрофобной способностью, устойчивой к размыванию и действию высоких температур, повышающей фильтрационные сопротивления обводненных (наиболее проницаемых) интервалов пласта, что ведет к выравниванию профиля приемистости и, как следствие, увеличению охвата пласта заводнением. В современных условиях для эффективной деятельности любого предприятия необходимо постоянно сокращать себестоимость продукции путем применения новых эффективных технологий, сокращения потерь и поиска внутренних резервов предприятия. Для расчета и контроля удельных затрат на реализацию мероприятия необходима группировка затрат по статьям расходов, указывающих направления и объемы затраченных ресурсов. Она необходима для исчисления себестоимости отдельных производственных процессов. Несмотря на кратковременный рост обводненности на отдельных скважинах, по всем указанным объектам наблюдается рост показателей прироста дополнительной добычи нефти. Это доказывает успешность проведения технологий воздействия на пласт полимерных систем. Для увеличения добычи нефти необходимо в дальнейшем продолжать применять технологию закачки КПС на I блоке тульского горизонта, способную перераспределять поток закачиваемой воды в низкопроницаемые пропластки, не в ПЗП (как технология СПС), а в глубине неоднородного пласта, где в низкопроницаемых пропластках содержатся основные остаточные запасы нефти. Следует отметить, что присутствие геля алюминия в пласте не может существенным образом снизить его приемистость за счет коагуляции. В случае же высокого содержания примесей в воде гель позволит защитить пласт от глубинной фильтрации в него примесей.

Анализ эффективности технологий водоограничения на скважинах Сабанчинского месторождения.

Н.Ф. Садыков (НГДУ "Бавлынефть")

На данном слайде представлена карта разработки основного объекта разобработки Сабанчинского месторождения – бобриковский горизонт, к которому приурочено 92,9% утвержденных геологических запасов.

Технологии водоограничения применяемые на Сабанчинском месторождении:

ГКС - Технологии повышения эффективности разработки терригенных и карбонатных коллекторов на основе изоляционных работ с использованием гелеобразующей композиции с улучшенными структурно-механическими свойствами (ГКС).

ВПСД- Технология применения высокопрочных полимерных систем для ограничения притока воды в добывающие скважины

КФС- композиции на основе синтетической смолы, предназначенной для ограничения притока воды, поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или за счет конусообразного подъема воды из непосредственно прилегающей водонасыщенной части пласта.

ТРИПЗ-Д- Томпонирующий реагент для изоляции промытых зон в доб.скв-х.

АНТ- Автонастраивающаяся технология

Технология относится к физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов. Технология предназначена для ограничения водопитока подошвенных, пластовых и закачиваемых вод, а также может быть использована для изоляции заколонных перетоков добывающих скважин. В основу технологии положен способ формирования геля при взаимодействии синтетической смолы и сшивателя. Механизм действия основан на применении гелеобразующих композиций, которые способны проникать вглубь пласта по обводненным высокопроницаемым зонам. Сущность технологического процесса заключается в закачке в пласт как через добывающие, так и нагнетательные скважины композиции на основе смолы и полиакриламида, которая в присутствии сшивателя образует гели, отключающие из разработки высокопроницаемые обводненные зоны. В пластовых условиях под действием сшивающего агента происходит химическое структурирование макромолекул полимера и смолы с образованием геля.

1.1 Технология применения высокопрочных полимерных систем для ограничения притока воды в добывающие скважины (технология ВПСД) (далее по тексту – технология

ВПСД) предназначена для ограничения притока воды, как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или из непосредственно прилегающего к нефтенасыщенному нижележащего водонасыщенного пласта.

1.2 Технология ВПСД реализуется путём закачки в пласт композиции, включающей полимеры и индукторы гелеобразования. Гелеобразующий состав может закрепляться закачкой тампонирующих составов (тампонирующей оторочки) на основе цемента или карбамидоформальдегидной смолы.

3.1 Область применения – призабойная зона терригенного или карбонатного пласта.

3.2 Технологический процесс (ТП) реализуется через добывающие скважины, характеризующиеся следующими параметрами и показателями:

- дебит жидкости не менее 10 м³/сут;
- содержание воды в добываемой продукции (обводненность) не более 99 %;
- приемистость на жидкости глушения не менее 100 м³/сут при давлении,

1.1 композиции на основе синтетической смолы, предназначенной для ограничения притока воды, поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или за счет конусообразного подъема воды из непосредственно прилегающей водонасыщенной части пласта.

1.2 В основу технологии положен механизм отверждения композиции в пласте при взаимодействии синтетической смолы, полимера и отвердителя.

Композиция, приготовленная путем перемешивания компонентов, представляет собой однородный раствор с плотностью от 1,07 г/см³ до 1,13 г/см³ и вязкостью от 20 до 60 мПа·с. Композиция способна глубоко проникать в пласт. В пластовых условиях под действием отвердителя происходит пространственное структурирование макромолекул полимера и смолы с образованием отвержденной массы. Время отверждения составляет от 48 до 72 часов. Закачка композиции в пласт осуществляется либо через существующий фильтр при поступлении подошвенной воды из перфорированного монолитного пласта, либо через специальные отверстия, простреливаемые вверх водонасыщенной части пласта.

При закачивании композиции в пласт происходит образование экрана, стойкого относительно агрессивного воздействия пластовых жидкостей, обладающего повышенной пластичностью, прочностью и адгезией к породам пласта, блокирующего продвижение воды к скважине.

Повышение эффективности проведения ГРП

А.Р. Мугинов, А.Х. Гилязов (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день, одним из приоритетных направлений деятельности НГДУ является применение методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В процессе эксплуатации скважин происходит ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта. Ухудшение проницаемости ПЗП приводит к самоотключению нефтенасыщенных пропластков, и, в связи с этим, консервации извлекаемых запасов. Одним из эффективных методов решения данной проблемы является применение ГРП.

Процесс гидроразрыва пластов заключается в создании искусственных и расширении имеющихся трещин в породах призабойной зоны, воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта.

В НГДУ «Елховнефть» процессы ГРП, в основном, проводятся по терригенным отложениям девона с толщиной пластов от 1,5 до 6 метров. Процессом охвачены как низкопроницаемые алевролиты, так и высокопродуктивные песчаники, прискважинная зона которых закольматирована либо при первичном вскрытии из-за высокой разности давлений на забое скважины и в пласте, либо потерявшие свою продуктивность в результате снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, солеотложений и др.

Проведенный анализ показал, что, в среднем коэффициент продуктивности увеличился в 8,3 раза, при этом наиболее эффективным ГРП оказался в пластах представленных заглинизированными песчаниками 12,7 раза, в смешанных коллекторах – увеличение в 10,7 раза, в песчанике в 7,1 раз и в алевролитах – 2,9 раза. Что еще раз подтверждается кольматирующей способностью бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного пласта.

При грамотном управлении выработкой участков ГРП, наблюдается стабильная обводненность добываемой продукции.

Пластовая энергия коллектора является одним из самых значимых параметров эффективности мероприятий ГРП. График влияния начального значения пластового давления на эффективность ГРП показал, что, в основном, эффективность выше на объектах с высокой пластовой энергией, т.е. происходит интенсификация работы скважин, в первую очередь, с загрязненной призабойной зоной, путем увеличения эффективного радиуса, созданием высокопроводящих трещин.

Даже при минимальной нефтенасыщенности получен прирост дополнительной нефти.

Был проведён анализ влияния объема проппанта на эффективность метода. При объеме менее 2 тонн на 1 метр получено в среднем 17,5 м³/сут прироста жидкости, по нефти – 5,5 т/сут, при объеме более 2 тонн на 1 метр получено 6,5 м³/сут жидкости, по нефти – 2,1 т/сут прироста. Можно сделать вывод, что увеличение количества проппанта не способствует повышению дебита нефти и жидкости, а наоборот, способствует их уменьшению. Возможно, на это влияют качественные характеристики проппанта: размер зерен, упакованность трещины, прочность к давлению и др.

Расчёт экономической эффективности ГРП. По исходным данным проведен расчет экономической эффективности ГРП по 5-ти скважинам, который показал: ЧДД>0, составляет 50494 тыс.руб., срок окупаемости менее года, ИДДЗ>1, равен 3,4. По всем критериям инвестиционный проект эффективен.

В ходе проведенного анализа, можно сделать вывод, что технологии ГРП направлены на долговременный эффект. Экономический расчёт показал, что мероприятия, по проведению ГРП будут эффективны уже в первый год после внедрения. После проведения ГРП повышается продуктивность пласта, путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины, улучшаются коллекторские свойства пласта, увеличивается среднесуточный дебит скважины.

**Исследование скважин для внедрения технологии добычи нефти при
нестационарном режиме отбора жидкости**

Д.В. Пищев (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Для залежей сложно построенных карбонатных коллекторов с системой горизонтальных и вертикальных трещин в условиях водонапорного режима характерны быстрое обводнение скважин и добыча больших объемов попутно добываемой воды.

В НГДУ разработан способ добычи нефти при нестационарном режиме с помощью интеллектуального оборудования (патент РФ №2453689). В основе технологии лежит зависимость разности давлений между глубинными приборами от обводненности продукции. Создание периодической депрессии на пласт при различных режимах отбора жидкости позволяет вытеснять нефть из блоков в трещины.

Практическое применение технологии на 10 скважинах НГДУ позволяет судить об эффективности данной технологии, которая позволяет: снизить объемы попутно добываемой воды, получить дополнительную добычу нефти – в среднем на 1 скважину более 3.3 т/сут, увеличить коэффициент нефтеизвлечения.

При этом данная технология имеет ряд ограничений: необходимость применения дополнительного оборудования, как глубинного – фотоны, так и наземного – станция управления с ЧРЭП, что часто приводит к простоям в ожидании оборудования; необходимость проведения подземного ремонта, поэтому затраты на одну скважину составляют в среднем 950 тыс. руб.; успешность технологии – 90%, поэтому одной из основных трудностей является определение кандидатов для внедрения технологии.

Целью моей работы является разработка методики исследования, а в последующем, и добычи нефти при нестационарном режиме отбора жидкости, что позволит снизить объемы попутно добываемой воды, увеличить коэффициент нефтеизвлечения, снизить затраты и предотвратить простои в ожидании необходимого оборудования.

Предлагаемый метод исследования проводится при подключении ЧРЭП к электродвигателю привода ШГН, что позволяет отбирать жидкость на разных режимах. При этом происходит прослеживание изменения динамического уровня и отбор проб на обводненность.

На рисунке 1 изображен пример изменения динамического уровня в зависимости от производительности установки. Сначала происходит снижение уровня на максимальных оборотах, до тех пор, пока кривая откачки не начнет становиться пологой. При этом не

допускается вывод скважины на стационарный режим, что может привести к прорыву воды через трещины. Далее ЧРЭП переводится на малые обороты, до восстановления уровня. Циклы повторяются не менее 3-х раз. Это позволяет найти временные интервалы для работы установки при максимальном и минимальном отборе. При этом через каждые полчаса производится отбор проб на обводненность.

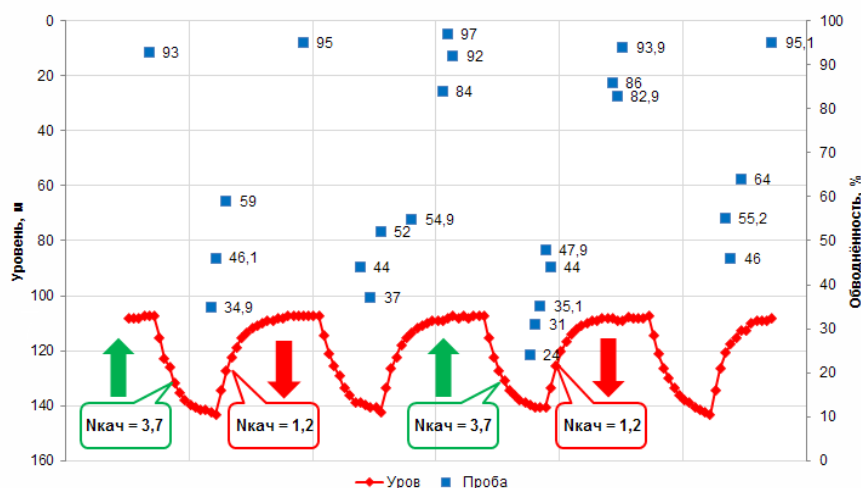


Рисунок 1. Результаты исследований

По результатам исследований был предложен способ добычи с помощью станции управления с ЧРЭП (ИСУ-01) без проведения подземного ремонта. Станция управления периодически изменяет производительность установки изменением частоты и числа качаний СК по временным интервалам, полученным при исследовании. Повторное исследование для корректировки циклов максимального и минимального отбора жидкости производится каждые 3 месяца. В настоящее время по данной технологии работают 3 скважины, общий прирост нефти – 7.2 т/сут, средний 2.4 т/сут.

Чистый дисконтированный доход за счет дополнительной добычи нефти составляет 6,8 млн. руб. на одну скважину при индексе доходности 1.88 и сроке окупаемости 1 месяц.

Таким образом, предлагаемый метод добычи нефти позволяет получить дополнительную добычу нефти (в среднем 2.4 т/сут), что увеличивает коэффициент нефтеизвлечения, снижает объемы попутно добываемой воды, а, значит, потребление электроэнергии, при этом не требует проведения подземного ремонта, что снижает затраты, увеличивает межремонтный период, предотвращает простои в ожидании необходимого оборудования, а также увеличивает потенциальный фонд для внедрения технологии нестационарного режима отбора жидкости.

На предлагаемый метод исследования скважин и способ добычи нефти при нестационарном режиме отбора жидкости зарегистрированы рационализаторские предложения, подана заявка на изобретение в ФИПС.

Оптимизация формирования суточной сводки добычи СВН на Ашальчинском месторождении с автоматическим определением достоверности данных

Г.М. Батаршина, Н.Х. Халимов (ООО «ТатАСУ»)

Выполнение показателей добычи нефти является одной из основных задач на всех стадиях разработки месторождения. Для осуществления контроля выполнения показателей добычи и оценки применяемых технологий на разрабатываемом месторождении диспетчерами цехов нефтегазодобывающих управлений ежедневно заполняются сводные отчеты, которые используются специалистами. От точности отчетов зависит правильность и своевременность решений, принимаемых специалистами разного уровня, необходимых для устранения проблем и выполнения режима добычи.

Заполнение сводного отчета является трудоемкой задачей, так как ежедневно за достаточно короткий промежуток времени (с 01:00 до 04:00) диспетчеру необходимо проанализировать значения основных параметров технологического процесса добычи нефти, определить достоверность и полноту каждого параметра, рассчитать суточные значения и вручную заполнить формы сводных отчетов по цеху. При вводе информации диспетчером невозможно исключить наличие ошибок, по этой причине достоверность отчета достаточно низкая.

Диспетчером цеха ежедневно формируются данные более чем по 2000 параметрам. При этом количество контролируемых объектов с каждым днем увеличивается, соответственно и увеличивается нагрузка на диспетчера.

Информационные технологии на сегодняшний день играют важную роль во всех отраслях промышленности и руководители на всех уровнях производства стараются минимизировать влияние человеческого фактора и сократить время непроизводительной работы диспетчеров цехов. Совместно со специалистами компании ПАО "Татнефть" было выработано решение оптимизировать работу диспетчера и автоматизировать формирование сводных отчетов на примере ЦДСВН НГДУ «Нурлатнефть».

На основании суточной сводки нами был произведен анализ, выявлены основные суточные показатели и определены источники информации. На основании этого нами были разработаны алгоритмы расчета суточных значений параметров, получаемых с телеметрии. Алгоритмы расчета были основаны на полных данных. Но на данный момент полные данные есть не всегда по следующим причинам:

- сбои в передаче данных АСУ ТП на верхний уровень;
- отсутствие связи в момент формирования отчетов;

- наличие новых объектов, не подключенных к системе сбора данных телеметрии;
- ограниченные технические возможности установленных приборов.

Для устранения данных проблем разработаны алгоритмы, позволяющие дополнить отсутствующие данные расчетными значениями, в том числе полученными при помощи замещения подобной информацией с учетом анализа коррелирующих параметров.

Для оценки отсутствия ошибок и отклонений от действительности формируемых суточных значений параметров технологического процесса нами была разработана методика определения достоверности, которая легла в основу разработанного нами технического задания.

На основе технического задания был реализован функционал по определению достоверности параметров – модуль «Достоверность параметров». Представленные в разработанном модуле данные позволят специалистам сервисных компаний контролировать достоверность рассчитанных параметров и своевременно реагировать на причины её снижения.

Контроль достоверности обеспечивает точность суточных сводок добычи нефти, избавляет диспетчера от сбора и проверки входящей информации и снижает необходимость ручных корректировок, освобождая его время на поиск причин отклонения от режима добычи нефти.

Методика прогнозирования величины приведенного напряжения на каждую ступень при подборе штанговой колонны и увеличении параметров наземного привода

А.А. Ихсанов, Р.Р. Галимов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Отказы подземного оборудования по причине обрыва колонны насосных штанг являются одной из ключевых проблем в процессе эксплуатации скважин, оборудованных УШГН. Основными причинами обрывов штанг являются: усталостное разрушение металла, некачественное оборудование и превышение допустимого напряжения на колонну штанг.

Неверный подбор штанговой колонны, рост нагрузок в процессе эксплуатации и увеличение параметров станка-качалки (СК) являются основными причинами обрыва штанговой колонны (ШК) вследствие превышения допустимого приведенного напряжения.

Если с ростом нагрузок в процессе эксплуатации можно бороться проведением профилактических мероприятий, то во время подбора ШК или увеличении параметров

наземного привода мы сталкиваемся с такой проблемой как, «незнание» возможного превышения допустимого приведенного напряжения отдельно на вторую ступень.

Проведя анализ механизированного фонда скважин нашего НГДУ, оборудованных УШГН, мной выявлено, что на сегодняшний день 17% скважин эксплуатируются с превышением допустимого приведенного напряжения на колонну штанг.

Среди которых в 99% случаев наблюдается превышение приведенного напряжения на 2 ступень. При этом 64% скважин с превышением не видны в действующем мониторинге в КИС АРМИТС, т.е. мы даже не знаем о них.

В связи с чем, на сегодняшний день обрыв штанг второй ступени по причине превышения приведенного напряжения происходит в 2 раза чаще, чем первой.

Также существует вторая проблема – «незнание» значения приведенного напряжения до и после увеличения параметров наземного привода на верх второй ступени колонны штанг. За 2014 год в нашем НГДУ произведено 195 увеличений параметров СК. В 9% случаев после увеличения параметров СК произошел обрыв штанговой колонны. Детальный анализ данных скважин показал, что в основном на этих скважинах вторая ступень была уже перегружена до оптимизации.

Для решения данных проблем мною разработана программа в виде приложения для MS Excel. Программа включает в себя два расчетных алгоритма.

Первая часть программы позволяет производить подбор многоступенчатой штанговой колонны для различных условий эксплуатации с оптимальным распределением приведенного напряжения на каждую ступень колонны. При этом от пользователя не требуется изначально закладывать конструкцию штанговой колонны для ее проверочного расчета, достаточно выбрать многоступенчатую или одноступенчатую компоновку. Программа произведет подбор конструкции штанговой колонны с оптимальным приведенным напряжением для каждой ступени.

Также в программе реализована возможность подбирать штанговую колонну для скважин с осложняющими факторами, которые приводят к росту нагрузок в процессе эксплуатации и для скважин с возможным снижением динамического уровня в процессе эксплуатации. По завершению процесса расчета отобразится окно с расчетным профилем распределения приведенного напряжения по длине штанговой колонны. Вторая часть программы позволяет прогнозировать изменение величины приведенного напряжения на каждую ступень штанговой колонны. После внесения всех исходных данных программа производит расчет приведенного напряжения на каждую штангу и выполняет построение профиля. По данным профиля делается вывод о целесообразности увеличения параметров станка-качалки.

В окне, справа от профиля выводятся значения ожидаемого приведенного напряжения на верх каждой ступени, допустимого приведенного напряжения для штанговой колонны. Также выполняется расчет ожидаемого уровня жидкости после оптимизации параметров СК.

Использование данной программы позволит сократить обрывы штанг из-за превышения приведенного напряжения. За счет использования первой части программы планируется снижение на 87 ремонтов в год, экономический эффект составит 26.4 млн.рублей. За счет использования второй части программы предотвращено 16 ремонтов, экономический эффект составил 4.9 млн.рублей. Суммарный ожидаемый экономический эффект превысит 30 млн.рублей.

Предлагаемая программа позволяет производить подбор многоступенчатой штанговой колонны для различных условий эксплуатации с оптимальным распределением приведенного напряжения на каждую ступень колонны, оценить величину приведенного напряжения по длине штанговой колонны после увеличения параметров СК, сократить количество обрывов штанг из-за превышения приведенного напряжения и увеличить МРП скважин. Данная программа довольно проста в использовании и актуальна в масштабах всей компании ПАО "Татнефть".

Комплексные подходы по снижению ТРС на добывающем фонде

И.М. Хабибуллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день, одной из составляющих затрат в структуре всех затрат НГДУ является подземный ремонт скважин. В свою очередь, снижение затрат на проведение подземного ремонта скважин может быть достигнуто благодаря грамотной, принципиальной и системной организации работ всех участников процесса.

За период с 2012 по 2014 год наблюдается тенденция роста количества текущих ремонтов скважин с 360 до 414 ремонтов, часто ремонтируемого фонда скважин с 4 до 12 ремонтов.

Анализ причин текущих ремонтов за 2014 год показал, что 77,3% ремонтов произвели по техническим причинам, 22,7% по технологическим причинам. Если рассматривать с разбивкой по видам глубинно-насосного оборудования, 30% текущих ремонтов проведено по причине отказа насосных штанг, 21% - по причине отказа НКТ, 21% - по причине отказа УШГН, 21% - по причине отказа УЭЦН, 6% - по причине отказа перепускного клапана и 1% - по причине отказа полированного штока.

С целью выявления причин текущих ремонтов скважин проанализированы процессы, выполняемые при проведении ремонта скважины: планирование, подготовка, внедрение и эксплуатация ГНО.

Анализ текущих ремонтов по причине отказа насосных штанг показывает, что 77% ремонтов произведено по причине обрыва насосных штанг по телу, 13% - по причине обрыва по резьбе, муфте и 10% - по причине отворота. Как показывает анализ, 56% ремонтов произведено по причине нарушения требований эксплуатации, 23% - по причине нарушения условий подготовки, 18% - по причине нарушения требований руководящих документов при внедрении и 3% - по причине неправильного планирования.

Анализ текущих ремонтов по причине отказа НКТ показывает, что 67% ремонтов произведено по причине негерметичности, 9% - по причине обрыва и 24% - по причине отложений. Как показывает анализ, 92% ремонтов произведено по причине нарушения требований эксплуатации, 6% - по причине нарушения условий подготовки и 2% - по причине нарушения требований руководящих документов при внедрении.

Анализ текущих ремонтов по причине отказа УШГН показывает, что 51% ремонтов произведен по причине неисправности УШГН, 26% - по причине отложений, 20% - по причине засорения и 3% - по причине срыва и отворота плунжера УШГН. Как показывает анализ, 72% ремонтов проведено по причине нарушения условий эксплуатации и руководящих документов при внедрении и 28% - по причине нарушения условий подготовки.

Анализ текущих ремонтов по причине УЭЦН, УЭВН показывает, что 34% ремонтов произведено по причине неисправности УЭЦН, УЭВН, 21% - по причине отложений, 18% - по причине засорения и 27% - по причине выхода из строя кабеля. Как показывает анализ, 77% - по причине нарушения условий эксплуатации и руководящих документов при внедрении и 23% - по причине нарушения условий подготовки.

Анализ текущих ремонтов по причине неисправности перепускных клапанов показывает, что 58% ремонтов произведено по причине нарушений условий эксплуатации и 42% - по причине нарушения условий подготовки. Распределение причин текущих ремонтов по причине неисправности полированных штоков распределился следующим образом: 67% ремонтов по причине нарушения условий подготовки и 33% - по причине нарушения условий эксплуатации.

С целью снижения текущих ремонтов скважин в конце 2014 года разработаны комплексные мероприятия, включающие отдельные блоки по видам ГНО и процессы, влияющие на качество выполняемых работ. Данные мероприятия разрабатывались на

основе анализа причин текущих ремонтов скважина за 2012 – 2014 год. С целью контроля исполнения данных мероприятий проводится ежемесячный мониторинг.

По каждому направлению комплексных мероприятий разработаны целевые показатели, по причине отказа насосных штанг планируется снижение на 10 ремонтов, по причине отказа НКТ – 7 ремонтов, по причине отказа ШГН – 6 ремонтов, по причине отказа УЭЦН, УЭВН – 6 ремонтов, по причине отказа перепускного клапана – 2 ремонта и по причине отказа полированного штока – 1 ремонт. В результате выполнения комплексных мероприятий планируется снижение количества текущих ремонтов скважин с 414 до 382 ремонта.

При расчете экономической эффективности от снижения количества ПРС используется экономия переменной части затрат. Так, за счёт выполнения комплексных мероприятий и снижения 32 текущих ремонтов скважин снижение затрат составит 8108 тыс. руб.

Результаты эксплуатации насоса «PCM Vulcain™» на скважине №15075 Ашальчинского месторождения СВН

Д.В.Мансуров (НГДУ «Нурлатнефть»)

На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении СВН эксплуатируются 11 пароциклических скважин. Основным принципом данных скважин является периодическая закачка пара после снижения температуры по стволу скважины. Для этого необходимо извлечь глубинно-насосное оборудование и спустить НКТ под закачку. По причине высокого содержания парогазовой смеси в пароциклических скважинах на обычных насосах (ЭЦН) происходят частые срывы подачи. Также необходим монтаж К-54 и подъем ГНО, что влечет с собой дополнительные затраты. Основываясь на положительном опыте работы винтового насоса на пароциклических скважинах было принято спустить насос 400MET1000 производства компании PCM Vulcain, производительностью 80м³/сут при частоте вращения 198 об/мин (33Гц) (по рекомендации фирмы PCM для горизонтальных скважин дальнейшее увеличение оборотов не рекомендуется) на скважине №15075 Ашальчинском месторождении СВН.

Преимущества:

- 1) Широкий диапазон рабочей температуры (до 3500С), что позволяет производить закачку пара через насос;
- 2) Нет необходимости монтажа К-54 и подъема ГНО для проведения тепловой обработки призабойной зоны;

3) Высокая надёжность насоса при достижении температуры в призабойной зоне величины Subcool;

4) Возможность эксплуатации при низком давлении на приеме насоса;

5) Работа в условиях повышенной вязкости.

Недостатки:

1) Высокая стоимость насоса;

2) Нет возможности ремонта насоса в условиях компании ПАО "Татнефть".

Экономическая эффективность применения насоса «PCM VulcainTM»

Экономическим эффектом насоса «PCM VulcainTM» является отсутствие необходимости подъема насоса для периодического прогрева пласта закачкой (т.е. 2 раза в год). При текущей добыче в 7,8 тонн/сут окупаемость насоса 1 месяц. ЧДД составляет 489312 руб.

Технология переключения потоков жидкости и возможные варианты применения в различных компоновках ГНО

Т.Р. Латыпов (НГДУ «Ямашнефть»), Р.Р. Гарипов (Инженерный центр)

Предлагаемая технология в составе УШГН изготавливается из стандартных частей, существующих ШГН, с применением устройства регулирования потоков жидкости (УРПЖ), которое позволяет эксплуатировать несколько горизонтов с возможностью поочерёдного отключения.

Внедрение данной конструкции УШГН позволит:

1. Эксплуатировать 1-лифтовые скважины ОРД;

2. Распространить технологию ОРД на скважинах малого диаметра эксплуатационной колонны (114мм);

3. Эксплуатировать УШГН с управляемым отбором из нескольких зон в горизонтальных и наклонных скважинах.

Принцип действия

К конструктивным особенностям установки относится (в сравнении с обычным невставным насосом) замена всасывающего клапана устройством регулирования потоков жидкости (УРПЖ).

Само устройство регулирования потока жидкости состоит из двух всасывающих клапанов, распределителя потоков жидкости и переключателя.

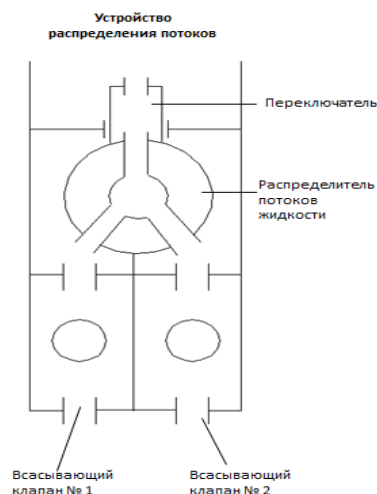


Рисунок 1. Узлы устройства распределения потоков жидкости

Переключение производится механическим способом, путём разгрузки плунжера на переключатель УРПЖ (рис.3). При каждой разгрузке плунжера на переключатель УРПЖ, распределитель потоков жидкости меняет положение.

После переключения УРПЖ в необходимый режим работы, производится подгонка плунжера в рабочее положение, при котором плунжер в нижней точке не прикасается переключателя УРПЖ.

Режимы работы УРПЖ:

- 1 - отбор жидкости через два клапана;
- 2 - отбор жидкости через клапана № 1;
- 3 - отбор жидкости через клапана № 2.

Между переключениями режимов работы УРПЖ, распределитель потоков жидкости переходит в режим переключения (нейтральный режим), при котором перекрыты оба клапана.

Сравнение с существующими технологиями

Преимущества:

- возможность отключения выбранного пласта и проведение полноценных исследований горизонтов и контроля дебита и обводненности по каждому из пластов;
- возможность проведения переподгонок силами бригады ЦДНГ, по причине облегчения данной операции (силами 2-х операторов д/н);
- возможность как одновременной, так и поочередной эксплуатации нескольких горизонтов;
- возможность применения технологии «труба в трубе»;
- возможность эксплуатации установки в скважинах для ОРД с малым диаметром эксплуатационной колонны;

- использование установки в горизонтальных или наклонных скважинах с целью управляемого отбора из нескольких участков наклонной или горизонтальной части ствола.

Недостатки:

-неприменимость в скважинах, где недопустимо смешение продукции разных объектов.

Применение технологии РПЖ позволит оптимально вести разработку пластов, представленных в нашей компании, более гибко подстраиваясь под сложные условия и рационально эксплуатировать имеющееся оборудование, технологии и людские ресурсы.

Зачастую же технологии решающие подобные задачи являются металлоемкими, высокочрезвычайными по причине применения нового оборудования, тяжелоуправляемыми по причине новизны и сложности конструкций, энергоемкими и увеличивающими затраты на текущую эксплуатацию.

Повышение успешности ремонтно-изоляционных работ в горизонтальном стволе скважины за счет проведения ГИС запасованным кабелем на примере скважины 16024Г Шегурчинского месторождения

Р.Р. Лутфуллин (НГДУ «Ямашнефть»)

В настоящее время в ПАО "Татнефть" широко применяется строительство скважин с горизонтальным окончанием, эффективность таких скважинкратно выше наклонно-направленных.В связи с этим актуальной темой предстает обеспечение геолого-геофизических исследований данных скважин.

При обводнении продукции встает вопрос о водоограничении. Такой вопрос возник на скважине 16024Г Шегурчинского месторождения. Данная скважина имеет горизонтальное и не обсаженное окончание протяженностью 212 м: интервал перфорации 1320 м-1532 м. После проведения пенокислотного ОПЗ по программе ОПР в 2013г. скважина обводнилась. До проведения данной обработки дебит скважины составлял 4,1т\сут с обводненностью 10%. С целью определения источника обводнения было проведено исследование запасованным кабелем с применением УЭГИС и колтюбинговой установкой. По заключению ГИС выяснилось, что основной приток жидкости в скважину отмечается из интервалов открытого ствола: 1470 м-1479м (нефть); 1490 м-1502 м (вода). Обработав результаты исследования, было решено произвести отключение части горизонтального ствола скважины в интервале 1489 м-1532м.

Дебит данной скважины до проведения РИР составлял 13 м³/сут по жидкости с обводненностью 99,9 %, удельный вес пластовой воды 1,16г/см³.

На данный момент известно достаточно способов проведения геофизических исследований в горизонтальных участках скважин, но одним из самых надежных способов является исследование на колтюбинговой трубе. Высокий процент успешности подобных исследований объясняется в первую очередь возможностью дальнего прохода геофизического прибора в горизонтальном участке скважины за счет большой жесткости применяемой колтюбинговой трубы. Также во время проведения работ с данным оборудованием достигается высокая степень безопасности.

При проведении данного исследования был определен источник обводнения и отсечен «носик» горизонтального ствола пакером типа ПРК производства ООО «Нефтяник».

Таким образом, за счет проведения ГИС запасованным кабелем был точно определен источник обводнения. В результате отсечения водоносной части пласта получили продукцию с дебитом 5 т/сут по жидкости с обводненностью 51%.

Рекомендуется проведение данного вида исследования на скважинах с горизонтальным окончанием для определения источника обводнения.

Применение скважинных фильтров против засорения насоса УЭЦН, с целью повышения МРП скважин

М.С. Иксанов, О.Г. Михайлов (ООО «УК «Система-Сервис»)

При эксплуатации нефтяных месторождений большое количество отказов оборудования происходит по причине засорения насоса. Проблема повышенного содержания механических примесей в добываемой жидкости нарастает с каждым годом. Это происходит вследствие увеличения депрессии на флюидосодержащие пласты и применение ГРП.

Механические примеси в разы уменьшают время МРП ГНО, разрушая и засоряя рабочие элементы. В связи с увеличением количества преждевременных ремонтов по причине «Засорения насоса» по НГДУ «Бавлынефть» стало актуальным применение различных видов фильтров.

На данный момент на месторождениях НГДУ «Бавлынефть» применяется два вида фильтров «ФБР-5» компании РУСЭЛКОМ и «ФСД» ЗАО «Новомет-Пермь», и также во втором квартале 2015 года планируется проведение ОПИ фильтров производства ООО «РЕАМ-РТИ» из проволочных проницаемых материалов (ППМ). Структура ППМ представляет собой определенноориентированные сплетения проволоки, деформированной по спирали, которая в результате холодного прессования образует

проницаемую во всех направлениях открыто-пористую упругую систему. Фильтр устанавливается вместо входного модуля насоса, отличительной особенностью данных фильтров являются комбинированные фильтроэлементы с различной тонкостью очистки, высокая механическая и коррозионная стойкость, возможность регенерации фильтров посредством противотока, мех. очистки, паровой обработки, выжига отложений.

Фильтр «ФБР-5» работает на скважине №1570, наработка составила 880 суток. До внедрения фильтра наработка составляла 195 суток по причине «R-0» и 523 сутки по причине «Слом вала насоса».

Фильтр регулируемый «ФБР-5» работает по принципу механического отсеивания. При работе УЭЦН добываемая жидкость с механическими примесями стремится на прием ЭЦН проходя через межвитковые зазоры фильтрующего элемента. Механические примеси остаются с внешней стороны фильтроэлемента, а очищенный флюид свободно протекает на прием ЭЦН. Механические примеси, оставшиеся на внешней стороне фильтроэлемента, отделяются от него благодаря инерционно – вибрационным силам возникающей от рабочих вибраций ЭЦНа.

При использовании фильтров ФБР-5 существенно снизятся затраты на обслуживание скважин. Снизятся количество ремонтов ПРС, что дает экономию 9 518 256. Так же внедрение фильтра ФБР увеличит межремонтный период скважин. Вследствие этого ООО ГК «Система-Сервис» при затратах на покупку оборудования (8 930 000) получит увеличение дохода первый год -2 266 000 руб., второй год 2 215 000 руб., третий год 6 007 000 руб. Увеличение выручки произойдет из-за уменьшения затрат на ремонт, затрат услуг Сервис НПО. Срок окупаемости составит 1,51 месяцев. Прибыль ООО ГК «Система-Сервис» за три года составит 8 222 000.

Фильтры «ФСД» работают на скважинах №1853 и 2607. Особенностью фильтра ФСД является высокая удельная площадь фильтрования и низкие гидравлические потери. Фильтр крепится к основанию ПЭД или ТМС в комплекте с уплотнительным элементом. За счет разряжения, создаваемого ЭЦН, пластовая жидкость фильтруется через каналы между сеточными дисками, при этом механические примеси задерживаются снаружи дисков. При загрязнении фильтра, срабатывает клапан предохранительный, и фильтр пропускает с нижнего торца уже неочищенную пластовую жидкость. Длина подбирается под подачу ЭЦН, тонкость очистки до 100 мкм. Также же актуально применение фильтров при смене эксплуатаций с ШГН на УЭЦН, и после ГРП. Планируется дальше продолжать проведение ОПИ фильтров различных модификаций, расширить объем внедрения фильтров по результатам проводимых ОПИ.

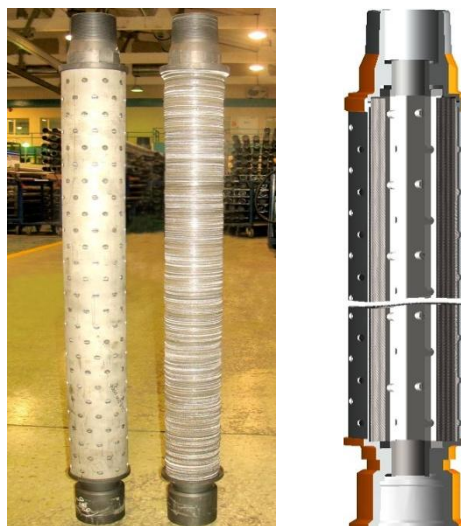


Рис. 1 Фильтры ФБР-5 и ФСД

Исследование объектов разработки оборудованных однолифтовыми установками ОРД путем дистанционного отключения пластов

А.Ш. Маннанов, Ф.А. Хасанов (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день в НГДУ «Елховнефть» УОРЭ эксплуатируется на 106 скважинах. Использование УОРЭ на многопластовых месторождениях, разделив объекты пакером, определить их дебит и обводненность можно при изменении параметров, а именно отключив пласты за счет привлечения УК ТМС «групп», что влечет за собой дополнительные эксплуатационные затраты.

Для снижения затрат на проведение операции по отключению одного из объектов разработки установки ОРД, предлагается внедрить на прием насоса СПМ.АС. «Управляемый клапан» фирмы ООО «НПТ АлойлСервис».

СПМ.АС. «Управляемый клапан» обеспечивает выполнение следующих функций:

- отсечения одного из объектов разработки, с целью определения обводненности;
- одновременное измерение давлений, температур в трубном и межтрубном пространстве скважины, а так же запоминание их во внутренней памяти с дискретностью в одну секунду;
- передача измеренных значений давлений, температуры и положение управляемого клапана (открыто/закрыто) по геофизическому кабелю с дискретностью в одну секунду в наземный регистратор;
- хранение во внутренней памяти наземного регистратора значений переданных технологических параметров;

- хранение в сменной микро-SD карте наземного регистратора значений переданных технологических параметров с секундной дискретностью в течении года (при объеме памяти 2Гб);

- передача последних значений данных по интерфейсу RS-485 в систему телемеханики по её запросу.

В состав системы управления входят:

Глубинная часть:

- 1) Клапанный узел с один клапаном и двумя приборами давления и температуры.

- 2) Каротажный кабель для питания/связи скважинных приборов и клапанов.

Наземная часть:

- 1) Источник питания, вырабатывающий напряжение 40В для управления клапанами и питания скважинных приборов.

- 2) Наземный регистратор ALGA-Reg, обеспечивающий управление и регистрацию телеметрической информации от скважинных приборов и управляемых клапанов.

- 3) Операторская панель НМІ для локальной работы с системой УК (управления клапанами и отображение параметров состояния клапана и информации о давлении и температуре со скважинных приборов).

- 4) Также возможно соединение компьютера для оперативных действий с клапанами или скважинными манометрами (дублирование функций операторской панели).

Общий алгоритм движения штока и работы устройства управления двигателем можно описать так:

при движении штока клапана без значительной нагрузки движение будет происходить равномерно до тех пор, пока не возникнет нагрузка и не будет достигнуто состояние полного закрытия/открытия или до отмены движения пользователем передачей команды остановки или до момента перехода штока клапана в точку, указанную пользователем.

При возрастании нагрузки во время движения клапана, устройство управления отключает движение по превышению опорного тока отсечки и переходит в режим накопления энергии. После того, как энергия накоплена, происходит перезапуск движения в ту же сторону. Остановка и перезапуск будут происходить автоматически в цикле до выполнения одного из условий полной остановки.

Применение СПМ.АС. «Управляемый клапан» позволяет сократить эксплуатационные затраты за счет отказа от привлечения УК ТМС «групп», на отключение пластов, сократить эксплуатационных затрат на транспорт, сократить

недоборы нефти, заменить существующую систему постоянного мониторинга «Стандарт».

Новые подходы формирования ОГТМ в части расчета нагрузок при подборе ГНО и НП

И.З. Нуруллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Технологическая служба ЦДНГ не понаслышке знает о расчете нагрузок при изменении параметров работы НП. Сложно предугадать нагрузки после изменения параметров. Я предлагаю поближе познакомиться с расчетом нагрузок. В данной работе рассматривается исходный расчет нагрузок и новый подход к расчету при формировании ГТМ в части изменении параметров работы НП. При формировании ГТМ расчет нагрузок должен обеспечивать качественный подбор скважин в рабочем диапазоне нагрузок и давлений, что в свою очередь повлияет на снижение аварий, связанных с отказом НП и обрывов штанговых колонн.

Рассмотрим исходный метод расчета нагрузок – это расчет нагрузок по методике Крумана. Расчет выполняется по таблице. Выбирается диаметр насоса, компоновка штанг, длина хода полированного штока и глубина подвески. Далее при определенном числе качаний смотрится нагрузка на головку балансира, крутящий момент и приведенное напряжение на колонну штанг. Если нагрузки не превышают допустимых значений, то скважина включается в ГТМ. Однако исходный расчет не эффективен и требует актуализации. Сейчас рассмотрим основные недостатки исходной методики.

Это такие недостатки, как минимальный диаметр насоса, который можно выбрать при расчете, составляет 38 мм. При изменении соотношения длины штанг разного диаметра, в расчете изменение веса штанг не учитывается. В расчете также не учитываются нагрузки, связанные с осложнениями (ВНЭ, парафин), минимальное число качаний НП ограничено 3 кач./мин. В общем, расчет нагрузок при смене параметров наземного привода осуществляется без учета текущих параметров работы скважины.

Рассмотрим пример расчета нагрузок по методике Крумана. Несмотря на то, что вместо 32 насоса выбираем 38 насос и несмотря на запас увеличения нагрузок при снижении уровня, фактические нагрузки выше расчетных. Происходит это в связи с тем, что методика не учитывает осложняющие факторы.

Рассмотрим другой пример, где методика расчета нагрузки на ГБ по Круману не учитывает уровень жидкости в скважине из-за чего происходит недозагрузка НП на скважинах с высоким $K_{прод}$. Это связано с тем, что по Круману нагрузки

рассчитываются в экстремальных условиях (уровень на приеме насоса). Исходная методика не позволяла качественно рассчитать нагрузки и требовала актуализации.

Согласно новой методике по динамограммам определяется средние текущие значения верхней и нижней нагрузок ($P_{\max}$, $P_{\min}$). Рассчитываются верхние и нижние нагрузки с текущим значением длины хода и числа качаний НП по формуле Крумана ($P_{\text{до.}\max.\text{кр}}$, $P_{\text{до.}\min.\text{кр}}$). Рассчитываются верхние и нижние нагрузки с планируемым значением длины хода и числа качаний НП ($P_{\text{после.}\max.\text{кр}}$, $P_{\text{после.}\min.\text{кр}}$). К верхней нагрузке при смене параметров на увеличение дополнительно применяется коэффициент 1,05 – коэффициент запаса. Находится разница нагрузок при смене параметров наземного привода и прибавляется к текущим нагрузкам (не расчетным) изменение нагрузок. Таким образом, определяются ожидаемые нагрузки.

Расчет производится в программе MS Excel. Данная программа позволяет рассчитать максимальную и минимальную нагрузки на головку балансира НП, приведенное напряжение на штанговую колонну, ожидаемое давление на приеме насоса, ожидаемый динамический уровень, ожидаемый дебит и изменение добычи жидкости и нефти, позволяет контролировать производительность насоса в рекомендованных диапазонах дебита, позволяет рассчитать диаметр шкива, необходимый для достижения нужных качаний. Также в программе реализовано условное форматирование. При превышении нагрузок ячейка становится красной, а при приближении к приграничной зоне желтой. Расчет производит технологическая служба ЦДНГ. Произведенные расчеты отправляются в ТОДНГ и рассматриваются специалистами отдела добычи. В эту форму информация также подкачивается автоматически из расчетов. Расчет по новой методике начали производить при формировании ГТМ с июля 2014г. Данная методика позволяет снизить аварии с НП и обрывов штанговых колонн за счет расчета нагрузок от текущих параметров работы скважины.

Для расчета экономической эффективности были проанализированы увеличения параметров работы скважин за периоды с февраля по июль 2014 г. и с августа 2014 г. по январь 2015 г. При расчете исходной методикой за период с февраля по ноябрь 2014 г., обрывы штанговых колонн произошли на 8 скважинах. При расчете нагрузок по новой методике за период с августа 2014 г. по май 2015 г. произошли на 4 скважинах после увеличения параметров. Выполнили перерасчет снижения ремонтов по причине обрывов штанговых колонн за год. При расчете экономической эффективности от снижения количества ПРС используется экономия переменной части затрат. Так, расчет нагрузок при изменении параметров работы наземного привода позволит получить доход в размере 990 тыс. руб. в год, при этом не требуются дополнительные затраты.

Повышение энергоэффективности скважин оборудованных УЭЦН действующих в режиме ПЭС на примере НГДУ «Бавлынефть», ПАО "Татнефть"

Р.Н. Мурсалимов (НГДУ «Бавлынефть»)

Наиболее энергоемким направлениями в добыче нефти являются процессы механизированной добычи жидкости, системы поддержания пластового давления, подготовка и перекачка нефти. Общий расход электрической энергии на подъем жидкости по НГДУ «Бавлынефть» составило – 45% от общего потребления, на работу системы поддержания пластового давления – 27% от общего потребления, на подготовку, транспорт нефти и газа – 28% от общего потребления.

Механизированный фонд, оборудованный УЭЦН – наиболее энергоемкий процесс. На величину потребляемой УЭЦН электроэнергии влияет, прежде всего, эффективность его эксплуатации. При неэффективной эксплуатации величина потребления электроэнергии может, как вырасти, так и остаться на прежнем уровне, но с уменьшением объема добываемой нефти.

Резкий рост стоимости электроэнергии и увеличение затрат на эксплуатацию скважин традиционными способами стимулируют поиск новых методов эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

В связи с этим с 2006г. начался широкомасштабный эксперимент по переводу части эксплуатационного фонда скважин оборудованных УЭЦН на режим периодической эксплуатации скважин (ПЭС). Преимущества режима ПЭС проявляются в диапазоне дебитов скважин от 30 до 70 м³/сут. В большинстве случаев работа скважин в таком режиме признана более эффективной, а средний удельный расход электроэнергии по ПАО "Татнефть" составляет 9,38 кВт·ч/м³ (в постоянном режиме 14 кВт·ч/м³).

В условиях действия дифференцированных тарифов на электрическую энергию и получения наибольшего эффекта при эксплуатации УЭЦН в режиме ПЭС, в данной работе предлагается осуществить режим двухскоростной периодической эксплуатации скважины (ДПЭС). Переход с одной скорости откачки на другую осуществлялся в безостановочном режиме работы УЭЦН, путем перенастройки времени работы и накопления установки. Соответственно это создаст возможность снижения платы за электроэнергию, в результате переноса части электрических нагрузок в ночную зону, где тарифная ставка на электроэнергию значительно ниже ставки за так называемую «пиковую», с сохранением среднесуточного дебита скважины.

Выбор оптимального режима работы скважин с учетом структурного плана залежи карбонатных коллекторов

С.В. Цымбал (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Цель работы – выбор оптимального режима работы скважин с учетом структурного плана залежи №665 карбонатных коллекторов.

Залежь №665 расположена в центральной части Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения, приурочена к брахиантиклинальной складке амплитудой 31-43м. Карбонатные органогенные коллекторы верхнефаменского подъяруса, представляющие единый резервуар массивного типа. Продуктивные пласты характеризуются значительной литофациальной изменчивостью, как по площади, так и по разрезу, вплоть до полного замещения непроницаемыми породами. Локальные поднятия III порядка и разделяющие их прогибы придают сложную конфигурацию контуру нефтеносности залежи. По существу залежь состоит из отдельных обособленных более мелких скоплений нефти, контролируемых структурным фактором.

В ходе анализа состояния разработки выявлена низкая эффективность процесса нефтевытеснения, отсутствие очевидной зависимости пластового давления и добычи нефти от изменения объемов закачки. В связи было предложено проведение экспериментальных исследований по изучению степени влияния между скважинами на одном из участков с купольной структурой.

Скважины распределены по следующим группам: группа купольных скважин (2доб.скв.), 1-я группа с низкими структурными отметками (ниже купольных, 2 доб. и 1 пьезометрическая скв.), 2-я группа с низкими структурными отметками (ниже 1-ой группы, 2 доб.скв.); 3-я группа с низкими структурными отметками (ниже 2-ой группы, 4 нагнетательные скв.).

Работы выполнялись в два этапа. На первом этапе проведена подготовка скважин к проведению геофизических и гидродинамических исследований с максимальной возможностью спуска глубинных приборов. Установка для регистрации изменения гидродинамических параметров в процессе экспериментальных работ судос-автоматов на 4-х скважинах и глубинных манометров на 2 скважинах. Составлен технологический режим работы скважин с учетом экспериментальных работ с обеспечением непрерывной работы купольных скважин, отбором проб 2 раза в неделю и замером дебита жидкости.

Второй этап: контроль за выполнением запланированного технологического режима работ скважин, контроль по купольным скважинам за динамикой изменения уровня

жидкости, контроля, обобщение результатов экспериментальных работ по материалам ГДИ и ГИС.

В процессе экспериментальных работ, на купольных скважинах наблюдались следующие изменения:

- при остановке добывающих скважин 1-ой и 2-ой группы отмечен подъем динамических уровней;
- после запуска добывающих скважин 1-ой и 2-ой группы изменились значения обводненности на скважине, расположенной на самой высокой структурной отметке.
- изменения по дебиту жидкости незначительные.

На добывающих скважинах 1-ой и 2-ой группы спущенные по межтрубью глубинные манометры зафиксировали изменение давлений после остановки и запуска нагнетательных скважин. По результатам замеров Судос-автомата на одной скважине не отмечается влияние циклического режима работы нагнетательных скважин. Однако позднее скважина вышла на рентабельный уровень добычи. А на второй, как остановка самой скважины, так и работа нагнетательных скважин в циклическом режиме привели к снижению обводненности.

Затраты на проведение ГИС и ГДИ составили более 800 тыс.руб.

Проведение экспериментальных работ позволило оценить влияние между добывающими скважинами с различными абсолютными отметками и влияние на них нагнетательных скважин. Циклирование добывающих скважин со структурно низкими отметками привело к снижению обводненности на данном участке. При этом прирост добычи нефти составил 2,5 т/с.

Однако для определения степени влияния каждой нагнетательной скважины и необходимого объема компенсации требуется проведение работ по определению зон повышенной трещиноватости. Поэтому следующим шагом предлагаются работы по закачке меченой жидкости, которое будет реализовано в текущем году при участии "ТатНИПИнефть". Это позволит планировать применение технологий ПНП по блокированию зон повышенной трещиноватости и стабилизировать обводненность на участке карбонатного коллектора.

Результаты экспериментальных работ позволят улучшить разработку и других локальных участков залежи №665.

Погружной электродвигатель с повышенным коэффициентом мощности и сравнительный анализ с вентильным электродвигателем

*С.Р. Гайнеев, М.Г. Хабибрахманов (НГДУ «Елховнефть»), Д.С. Грабовецкий
(«Инженерный центр»)*

Наиболее энергоемкими направлениями в добыче нефти являются процессы механизированной добычи жидкости из скважин, система поддержания пластового давления, подготовка и перекачка нефти. Общий расход электрической энергии на подъем жидкости составляет – от 55 до 62 % от общего потребления.

Из механизированной добычи наиболее энергоемким является фонд скважин, оборудованный УЭЦН. На величину потребляемой УЭЦН электроэнергии влияет, прежде всего, эффективность его эксплуатации.

На добычу нефти НГДУ «Елховнефть» ежемесячно потребляет более 14 млн. квт. УШГН потребляется 44 % от всей электроэнергии на механизированную добычу. УЭЦН, несмотря на их небольшую долю (9,3 % от действующего фонда) потребляет 56 % всей электроэнергии на механизированную добычу.

Потери энергии в УЭЦН при его работе возникают как в насосе, так и в каждой его составной части. Например: потеря мощности в погружном электродвигателе составляет от 10 до 20%, а в насосе от 40 до 60%.

Одним из известных способов компенсации потерь реактивной мощности в кабельной продукции является установка низковольтного косинусного конденсатора в составе оборудования станции управления ПЭД, но подобная компоновка оборудования имеет существенный недостаток - источник электроэнергии находится на большом расстоянии (в среднем 1250м) от потребителя, то есть погружного электродвигателя, что приводит к увеличению потерь реактивной мощности по длине погружного кабеля, питающего ПЭД.

Для решения проблемы по снижению потерь мощности специалистами Инженерного Центра был разработан и предложен к проведению испытания погружной электродвигатель с повышенным коэффициентом мощности. Совместно специалистами Инженерного центра и НГДУ «Елховнефть» была разработана программа опытно-промышленных испытаний для внедрения данной конструкции на скважину, оборудованной УЭЦН-60 с 22 кВт двигателем.

Сокращение потерь мощности двигателя данной конструкции достигается за счет максимального приближения источника реактивной мощности к погружному

электродвигателю путем размещения низковольтного косинусного конденсатора внутри модуля ТМС, присоединенного к ПЭД.

На базе УК Система-сервис был изготовлен погружной электродвигатель с жестко закрепленным косинусным конденсатором в модуле и внедрен на скважину НГДУ «Елховнефть».

Специалистами Инженерного Центра и НГДУ «Елховнефть» еженедельно осуществляется проведение измерений активной, реактивной мощностей и коэффициента мощности на скважине. И как подтвердили результаты испытаний потери мощности на кабеле после внедрения двигателя данной конструкции по скважине снизились на 1,07 кВт*ч (или 4,7%).

На сегодняшний день одной из сопоставимых технологий, позволяющей компенсировать реактивную мощность и обеспечивающей высокий коэффициент мощности установки является вентильный погружной электродвигатель. Согласно многократно проведенных Инженерным центром стендовых испытаний, снижение энергопотребления при использовании вентильных двигателей составляет в среднем 4,65%.

Однако стоимость удорожания комплектации УЭЦН, оборудованной вентильным двигателем составляет 465 тыс.руб. Срок окупаемости вентильного электродвигателя составляет более 7 лет (14,6 лет).

Ожидаемый экономический эффект от внедрения погружного электродвигателя с повышенным коэффициентом мощности за 5 лет с момента внедрения составит 60600 рублей на 1 скважину.

В дальнейшем, с целью снижения себестоимости добычи нефти планируется внедрение погружных электродвигателей данной конструкции.

Методика расчета фактического приведенного напряжения в любой точке колонны штанг

Р.Д. Минабутдинов (НГДУ «Джалильнефть»)

Существующие методики расчета и используемые в них формулы, не способны в полной мере оценить все факторы, влияющие на колонну штанг, рассчитать нагрузки, верно определить амплитуды нагрузок, и в конечном итоге получить верное значение приведенного напряжения в любой точке колонны и конкретно в месте обрыва штанг.

Минусом существующих методик является то, что используемые для расчетов формулы не учитывают такие показатели как кривизна скважины, вязкость добываемой продукции, вес и сопротивление скребков-центраторов, наличие АСПО.

На сегодняшний день в компании ПАО "Татнефть" для определения максимальных и минимальных нагрузок используют межтраверсный и накладной динамографы. Наиболее точными являются показания межтраверсного динамографа, но устанавливать его на каждой скважине нет возможности.

Нами была разработана и реализована в Microsoft Excel методика, которая позволила максимально приблизить значения нагрузок к реальным, тем самым дав возможность рассчитать приведенное напряжение в любой точке колонны. Все основные показатели по скважине вносятся вручную, и программа автоматически рассчитывает нагрузки, и приведенное напряжение в месте обрыва штанг. В данной методике, в отличие от других, особое внимание уделяется расчету динамических нагрузок. Так, например, чтобы найти значение силы трения штанг о трубы, нужно будет ввести зенитные углы скважины до глубины спуска насоса (данные об инклинометрии брать в КИС АРМИТС).

Большое влияние на штанговую колонну в НКТ оказывает вязкость добываемой жидкости. Вязкость рассчитывается по «методике определения вязкости по динамограмме». Есть возможность указать на наличие влияния эмульсии. Так же, при расчетах используются формулы для определения нагрузок от скребков-центраторов и создаваемого ими поршневого эффекта, осевых нагрузок. Есть возможность указать на наличие влияния АСПО. Для определения фактического приведенного напряжения в месте обрыва штанговой колонны нужно ввести номер оборванной штанги или глубину.

Для определения точности метода, был проведен сравнительный анализ, в котором были использованы показания межтраверсного динамографа как эталонные, показания накладного динамографа и данные расчета по предложенной методике. Сравнительный анализ значений максимальных нагрузок показал, что сходимость по накладному динамографу составила 87,1%, тогда как по расчетному методу - 95,7%. Сравнительный анализ значений минимальных нагрузок показал, что сходимость по накладному динамографу составила 80,8%, а по расчетному методу - 93,7%.

Для определения эффекта, от использования методики в НГДУ «Джалильнефть», были отобраны 8 скважин, на которых произошло два и более обрыва в течении одного года. Рассчитав приведенные напряжения в месте обрыва по разработанной методике, обнаружили, что они превышали допустимые значения. Таким образом, можно сделать вывод, что изначально были неверно определены истинные причины первого обрыва и неверно разработаны мероприятия по исключению последующих обрывов. Так же, были

отобраны скважины, на которых, произошел обрыв штанг с наработкой менее двух лет. Применение данной методики подбора и расчета штанговой колонны позволит исключить повторных ремонтов. Экономический эффект составит 15088,5 тыс.руб.

Анализ показал, что разработанная методика, позволяет с достаточной точностью определять приведенное напряжение в любой точке колонны штанг, т.е. является наиболее приближенной к реальности, нежели другие существующие методы. Данная методика дает возможность выявить слабые места колонны штанг, прогнозировать и предотвращать обрывы, определять истинную причину обрывов и правильно составлять мероприятия.

По данной методике подано рационализаторское предложение.

Также методикой заинтересованы в отделе разработки системы АРМИТС Инженерного Центра. В настоящее время она перепроверяется специалистами отдела. При положительном эффекте планируется ее внедрение.

Технологии ОРД с применением управляемых клапанов

Р.Р. Халилов (ООО НПФ «Пакер»)

Практически во всех нефтегазодобывающих предприятиях России и зарубежья все более актуальным становится вопрос поиска альтернативных способов добычи нефти (нагнетания жидкости в пласты) и использования специальной техники и оборудования. Данные вопросы возникают вследствие перехода месторождений на более поздние стадии разработки и все более осложняющихся факторов при добыче нефти и нагнетания жидкости в пласт.

Одной из таких альтернатив явилось предпочтение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) классическим способам.

Ряд преимуществ ОРЭ:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- организация одновременного отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин;
- одновременная эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;
- повышение рентабельности скважин и др.;

НПФ «Пакер» разработаны компоновки для ОРД 1ПРОК-ОРЭ с электрическим управляемым клапаном КПУЭ-102 (совместно с Ижевским радиозаводом) и 2ПРОК-ОРЭ с гидравлически управляемым клапаном КПУ-114. Различие данных компоновок

составляют управляемые с устья клапана. КПУЭ-102 (электрический) позволяет полностью закрывать (открывать) и штуцировать проходной канал с шагом 0,4 мм, производя данные действия со станции управления УЭЦН. КПУ-114 (гидравлический), позволяет полностью закрывать и открывать проходной канал, производя данные действия путем создания определенного давления ручным насосом, который соединяется с капиллярной трубкой, выведенной на устье скважины, предварительно смонтированной в КПУ-114. Данные компоновки позволяют производить: отключение верхнего или нижнего пласта для раздельного учета добываемой жидкости, замер КВД отключаемого пласта, эксплуатацию двух объектов с одним УЭЦН.

Способы диагностики заклинивания ШГН и восстановления работоспособности без ПРС

Р.Н. Хакимов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В процессе работы ШГН происходят отказы в виде заклинивания полированного штока в верхнем положении.

При таком отказе невозможно диагностировать ГНО приборным методом - снятием динамограмм.

Но при этом, все же существует ряд закономерных признаков, по которым можно определить объект заклинивания и соответственно применить подходящий способ восстановления работоспособности без ПРС.

Объектом заклинивания может быть плунжер ШГН, колонна штанг и полированный шток.

Плунжер ШГН заклинивает в верхнем положении в процессе эксплуатации из-за осыпания в цилиндр солей, футеровки НКТ, мех. примесей, а так же после изменении длины или диапазона хода полированного штока.

Разработана блок схема признаков диагностики причин заклинивания и действий по восстановлению работоспособности.

Ранее при заклинивании плунжера ШГН скважина переходила в ожидание подземного ремонта. Из реанимации проводились только попытки промывки насоса, которые являются заведомо неэффективными.

Для решения проблемного вопроса, был проведен анализ причин отказов скважин с заклиниванием, результатов их диагностики и детально рассмотрено явление заклинивания плунжера. После этого был опробован метод расхаживания созданием давления на плунжер.

Сущность применимости данного метода заключается в осознание природы заклинивания плунжера, которое характеризуется как возникшее состояние установки ШСН, при котором сила трения в площади контакта поверхности плунжера и цилиндра больше силы действующей на плунжер от веса колонны штанг в жидкости и веса столба жидкости выше статического уровня. Соответственно для возврата плунжера в нижнее положение необходимо создать дополнительное действие на плунжер направленное вниз. Данное воздействие возможно осуществить нагнетанием давления в НКТ.

Порядок работ следующий:

- 1) Соединить насосный агрегат на опрессовку НКТ поднять давление до допустимого на устьевую арматуру.
- 2) при сползании полировки стравить давление, запустить СК на несколько оборотов.
- 3) при нормальной работе ШСН и наличии подачи соединить манифольд и запуск в работу с контролем.

Метод применим для насосов с диаметром плунжера более диаметра полированного штока.

Значение усилия, действующего на плунжер, определяется по формуле:

$$F = P * (S_{пл} - S_{шш});$$

где:

F – сила действия на плунжер, Н;

P – давление, нагнетаемое в НКТ насосным агрегатом, Па;

$S_{пл}$ – площадь сечения плунжера, м²;

$S_{шш}$ – площадь сечения полированного штока, м².

К примеру, нагнетая давление 10 МПа в НКТ с насосом 57мм и полированным штоком 32мм, на плунжер создается усилие равное весу 1746,6кг.

С начала внедрения проведено 14 реанимаций на 13 скважинах с эффективностью 43% (6 операций) и успешностью 29% (4 операций).

Расчет экономического эффекта представлен в таблицах №1 и №2 приложения №1.

По результатам расчета:

Индекс доходности дисконтированный – 4,55;

Срок окупаемости – менее одного месяца;

Чистый дисконтированный доход – 1 006,72 тыс. руб.

Использование предлагаемой методики и способа позволит:

- 1) Подобрать подходящий способ восстановления работоспособности УШГН без ПРС.

2) Исключить проведение нецелесообразных методов реанимации.

3) Запустить УШГН в работы без проведения ПРС.

Экономический эффект составляет - 1 млн. 6 тыс. руб.

На предлагаемое решение оформлено рационализаторское предложение.

Автоматическая очистка НКТ от АСПО установкой депарафинизации скважин

И.Х. Кашипов (УК ООО «ТМС групп»)

Значительная часть зрелых нефтяных месторождений Татарстана и России в целом находится на поздней стадии разработки с высокой степенью выработанности. Повсеместно наблюдается усиление факторов и тенденций, которые способствуют формированию химико-физических условий для кристаллизации и выпадения парафинов в скважинах и нефтепроводах.

Все вышеуказанные факторы взаимно усиливая друг друга, создают новые очаги кристаллизации парафинов и формируют новые интервалы отложений в скважинах и наземных выкидных линиях.

Проблема наличия асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в скважинах ведет к значительным потерям, вследствие недоборов нефти, простоя скважин, снижения межсервисного интервала глубинно-насосного оборудования, а также появления дополнительных затрат на обработку (рис. 1)

Для решения вышеуказанных проблем, минимизации или исключения потерь и повышения эффективности борьбы с АСПО при добыче нефти предлагаю применение автоматической установки депарафинизации скважин (УДС) (рис. 2), оборудованных ЭЦН со стальными НКТ или НКТ с полимерным покрытием, с дистанционным GSM управлением по технологии мониторинга «умных скважин» с обслуживанием в безбригадном автоматическом режиме и он-лайн наблюдением через интернет в диспетчерской операторов или через смартфоны на базе систем Андроид и iOS по сотовой связи или через интернет по защищенной линии с логином и паролем.

Установка депарафинизации скважин монтируется на устьевую арматуру скважины и работает при средней из абсолютных годовых значений температуры окружающей среды от минус 45 до плюс 50 градусов.

Мониторинг «умной» скважины по GSM каналу и через интернет:

1. Загрузка USB устраняет человеческий фактор/ошибки персонала
2. Телеметрия УДС пополняет паспорт скважины в динамике лет
3. Скважины можно сравнивать друг с другом по характеру АСПО

4. Плавный пуск установки и плавный останов процесса очистки.

Решение задачи по устранению АСПО в скважинах с ЭЦН и поддержание неснижаемого уровня дебита скважины при помощи установки депарафинизации проходит в безбригадном режиме (рис. 3). Выезд оператора на скважину для проведения депарафинизации не требуется – работа идет автоматически, с дистанционным контролем через сотовый телефон, что удобно и выгодно технологам, промысловикам и конечно операторам ЦДНГ.

Результат увеличения добычи нефти после работы УДС легко контролируется с помощью стандартного оборудования дебитометрии, применяемого в промысловых нефтегазодобывающих предприятиях.

Эффект подтвержден на практике – установка стабильно не позволяет внутри НКТ накапливаться отложениям на стенках труб, включая НКТ с полимерным покрытием.

За работой удобно наблюдать он-лайн через интернет в диспетчерской или через смартфоны (включая модели iPhone, Samsung и пр.) на базе систем Андроид и iOS по защищенной линии с логином и паролем.

Чистый дисконтированный доход от внедрения одной установки депарафинизации скважин составляет 8,4 млн. руб., срок окупаемости – 7 месяцев.

Усовершенствование контроля за работой скважин и операторов

А.А. Рузанова (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В настоящее время в ПАО "Татнефть" нет достаточно эффективных и недорогостоящих методов наблюдения за работой нетелемеханизированных скважин, поэтому контроль за работой скважин является наиболее значимой проблемой. Работа скважины напрямую зависит от её ежедневного обслуживания, и как следствие качественной работы оператора добычи нефти и газа. Отсутствие возможности следить за работой скважины влечет за собой недоборы нефти, связанные с простоями скважин.

Диспетчер следит за остановками скважин посредством программы «АРМ-энергетика», недостатками которой является то, что при большом количестве скважин на фидере невозможно отследить остановку скважины с малой нагрузкой, а также при принижении нагрузки по фидеру необходим объезд всего фидера. Поэтому диспетчер вынужден отправлять оператора обхода (в будние дни), либо дежурного оператора (в выходные дни и в ночное время суток), для обхода или объезда всего фидера, чтобы проверить работу всех скважин и выявить остановившуюся. Обход фидера занимает

много времени и влечет за собой потери на передвижение, транспортные потери, потерю времени работы оператора, а также сокращает количество обслуживаемых скважин.

Существуют скважины с двумя видами контроля: телемеханизированным и нетелемеханизированным. «АРМ-Энергетика» позволяет следить за всем фондом скважин. На телемеханизированных скважинах помимо «АРМ-Энергетики» есть и другие способы наблюдения, такие как XSPOC, а также мы можем контролировать работу скважины по состоянию магнитного пускателя. За нетелемеханизированными скважинами мы можем следить только посредством программы «АРМ-Энергетика», которая как было сказано выше имеет свои недостатки. Поэтому мы вынуждены искать дополнительные виды контроля на нетелемеханизированном фонде.

Одним из дополнительных методов контроля может послужить кнопка контроля. Оператор, ежедневно проходя свой обход будет нажимать кнопку, установленную на скважине. Сигнал будет идти на пульт диспетчера, где уже в последующем можно отследить во сколько оператор был на скважине, а также есть возможность посмотреть всю историю обхода скважины.

Тем самым кнопка повысит контроль и улучшит дисциплину работы оператора. Также преимуществами данного предложения являются:

- низкая стоимость;
- простота монтажа;
- удобность обслуживания;
- экономия транспортных затрат;
- процесс совершенствования организации труда.

Следующим из дополнительных методов контроля могут быть импульсы СКЖ. Как мы видим на слайде, по импульсам мы можем отследить работает скважина или нет, зелеными светятся скважины, где импульсы идут непрерывно, желтыми, где СКЖ не считает.

Достоинствами данного метода является:

- простота использования и восприятия программы;
- увеличение оперативности обнаружения остановленных скважин;
- уменьшение непроизводительного времени на проверку скважин после отключения фидеров;
- уменьшение недоборов нефти, связанных с простоем скважин;
- обновление информации о работе скважины каждые 30 мин;
- экономия транспортных затрат;

- процесс совершенствования организации труда.

Дополнительный контроль за скважинами позволит нам сократить потери на транспорте практически без дополнительных затрат, а также потери по нефти, связанные с простоями скважин. Так за год в среднем происходит 48 аварийных и 1075 объездов фидера по принижениям. В среднем один объезд занимает около 1 часа, который в свою очередь стоит 562 рубля. Тем самым за год по восьми цехам мы сможем сэкономить около 3763 тыс.руб.

Потенциальным фондом для внедрения импульсов могут являться скважины со счетчиком контроля жидкости (их по НГДУ 1095). А на скважинах, где установлены контроллеры и средства измерения есть возможность установить кнопку контроля за работой операторов (контроллеров Lufkin по НГДУ 539).

Таким образом, предложенную систему контроля можно установить на всем телемеханизированном фонде ПАО "Татнефть".

На кнопку контроля за работой операторов было оформлено рационализаторское предложение.

Методика адаптивной эксплуатации двух пластов с различным давлением

Г.Г. Константинов (НГДУ "Лениногорскнефть")

ПАО "Татнефть", являясь одним из лидеров нефтяной промышленности, имеет огромный фонд добывающих скважин, не малая часть которого эксплуатирует более одного пласта общим фильтром. Однако, такие скважины не в состоянии эффективно работать с двумя пластами одновременно. Как показывает практика, это происходит по причине разности коэффициента продуктивности и разности пластовых давлений. В следствие этого один из пластов может не участвовать в работе или даже поглощать часть жидкости другого пласта.

На данный момент для решения этой проблемы в компании применяется широкий спектр компоновок скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией, самой распространенной из них является однолифтовая ОРЭ. Но все они имеют ряд определенных недостатков, таких как:

- отсутствие взаимозаменяемых компонентов по причине индивидуального подхода к каждой скважине и уникальности глубинно-насосного оборудования для данных условий эксплуатации, а так же необходимость проведения исследований по каждому пласту перед внедрением.

- низкая степень адаптивности при изменении гидродинамических условий продуктивных пластов (например, при снижении закачки по одному из объектов);
- невозможность внедрения такой компоновки при соотношении дебитов 1/5.

Цель работы:

- Разработать технологию, позволяющую повысить рентабельность скважин с неэффективной эксплуатацией пластов;

Задачи:

- Найти способ повысить рентабельность таких скважин для любых условий разработки;
- Сохранить коллекторские свойства пластов, исключив их взаимовлияние в процессе эксплуатации.

Предлагаю технологию адаптивной эксплуатации пластов с различными гидродинамическими параметрами, критерием для внедрения которой как раз и является эксплуатация более одного пласта общим фильтром и отличие их пластовых давлений, при этом общий дебит будет оставаться неизменным, а степень участия пластов будет зависеть лишь от их пластовых давлений и продуктивности. Компоновка будет выглядеть следующим образом: колонна насосно-компрессорных труб; глубинный насос; патрубок с бвк; хвостовик (колонна насосно-компрессорных труб); обратный клапан; пакер; перфопатрубок.

Принцип работы следующий:

При запуске скважины жидкость начнёт поступать через БВК на приём насоса из затрубного пространства, за счёт разности давлений над пакером и под пакером обратный клапан («ШОК») будет закрыт. Как только давление над пакером снизится и станет меньше или равным давлению под пакером откроется обратный клапан («ШОК»), и жидкость будет поступать из обоих пластов одновременно.

Через определенный промежуток времени давление над пакером восстановится, обратный клапан закроется и в работе снова будет участвовать лишь один пласт. Данные циклы будут повторяться в зависимости от продуктивности эксплуатируемых объектов. Данная компоновка будет работать при условии, что пластовое одного объекта будет выше забойного другого. Данная работа успешно внедрена на скважине 17343.

Таблица 1

Режим работы скважины до после внедрения предлагаемой установки

№ скв.	Режим работы						Прирост Q _н , т/сут	Дата внедрения
	до внедрения			после внедрения				
	Q _ж	Q _н	% воды	Q _ж	Q _н	% воды		
17343	9,45	2,5	82	19	8,4	51	5,9	11.08.2014

Внедрение данного предложения позволит:

- Без привлечения значительных инвестиций повысить рентабельность отдельных скважин;
- Сохранить коллекторские свойства пластов, исключив их взаимовлияние в процессе эксплуатации;
- Исключает необходимость исследований по каждому пласту перед внедрением;
- При внедрении используются обыкновенные штанговые насосы, что подразумевает их взаимозаменяемость;
- Отсутствуют скачков нагрузок как при стандартном однолифтовом ОРЭ;
- Данная технология является адаптивной, что исключает необходимость изменения параметров ГНО при изменении параметров пластов.

Новая конструкция ГПЯ для эксплуатации осложненных скважин

М.М. Закиров (УК ООО «ТМС групп»)

Анализ ремонтов скважин показывает, что количество ремонтов по причине отложений в насосе и заклинивания плунжеров сокращается. Однако все еще есть проблема борьбы с выносом механических примесей при эксплуатации скважин.

Отрицательное воздействие песка и других твердых частиц на технологический процесс заключается в том, что они, скапливаясь вокруг скважины, затрудняют фильтрацию пластовых флюидов.

Кроме того, механические примеси, являясь абразивным материалом, истирают стенки применяемого оборудования, значительно уменьшают ресурс погружных насосов, подъёмных труб и другого сопутствующего ГНО. Песок, попадая в насос, разрушает пригнанные поверхности деталей насоса, увеличивает утечки жидкости через клапаны и зазор между цилиндром и плунжером, а иногда вызывает заклинивание плунжера и обрывы штанг.

Мероприятия проводимые по борьбе с отложением механических примесей, такие как внедрение песочных якорей, щелевых фильтров, и насосов ШН специальных конструкций эффективные, но недолговечные. Применение данных мероприятий несколько увеличивает межремонтный период работы скважин.

В данной работе произведу сравнение песочных якорей схожей конструкции, но разного исполнения. В данных песочных якорях жидкость изменяет направление движения на 180° , песок отделяется и скапливается в специальном кармане в нижней части якоря.

Так на скважинах НГДУ БН применяется песочный якорь ПГ -3. Однако у данного песочного якоря есть ряд недостатков такие как:

- невозможность повторного использования.
- внедрение на скважины с добычей жидкости до 10м^3
- увеличение скорости жидкости тем самым уменьшение оседания частиц.

Сравнение конструкций показывает, насколько песочный якорь разработанный в ООО «НКТ-Сервис» выгодно отличается от применяемого являясь более дешевым и не менее эффективным аналогом.

Якорь конструкции ООО «НКТ-Сервис» может повторно использоваться после процесса мойки, также плюсом является то, что якорь может устанавливаться на скважинах с добычей жидкости до 20м^3 .

Данный песочный якорь обратного действия работает следующим образом:

- поток жидкости проходя через входную трубку направляется вниз, где происходит оседание твердых механических частиц и очищенный поток жидкости поступает в ШГН через дополнительный трубный фильтр.

Преимущества конструкции - позволяет эксплуатировать насос в скважинах с выделением механических примесей, исключает случаи заклинивания плунжера, увеличивает межремонтный период работы скважины.

Песочный якорь предлагаемой конструкции был внедрен в опытную эксплуатацию на скважине №2052 НГДУ «Бавлынефть». Данная скважина является осложненной и относилась к разряду часто ремонтируемого фонда со средней наработкой 178 суток, механические примеси засоряли фильтрующие элементы и изнашивали поверхности ШГН. После внедрения фильтра предлагаемой конструкции скважина находится в работе 345 суток. Внедрение недорого и эффективного фильтра позволило увеличить межремонтный период скважины в два раза.

От НГДУ Бавлынефть получены положительные отзывы по эксплуатации разработанного и предложенного песочного якоря. Получено предложение о дополнительном внедрении данных якорей еще на 7-ми скважинах

Разработка песочного якоря обратного действия оформлена рационализаторским предложением

Экономический эффект от внедрения данного предложения составляет более 4 млн.руб. в год.

Система беспроводной передачи замеров со скважин через internet в полевых условиях в ПК «Универсальный менеджер измерений

Сафин Р.Ф., Мухаметова С.В. (ООО «ТатАСУ»)

На сегодняшний день, согласно действующим требованиям, критериями приема скважины, эксплуатирующийся УШГН, после проведения подземного ремонта являются наличие опрессовки и рабочей динамограммы. Как правило, решение о приеме скважины после окончания ПРС принимает либо оператор технологической группы, либо дежурный оператор. Однако в некоторых случаях, по причине недостаточной квалификации, оператор не может однозначно прочесть снятую динамограмму, в том числе и возможную неисправность. Для этого необходимо показать динамограмму инженеру-технологу ЦДНГ либо специалисту ТОДН. С учетом специфики работы технологической группы и дежурного оператора, больших расстояний между скважинами и рабочим местом специалиста, невозможно сразу и оперативно увидеть отснятую динамограмму и принять решение о приеме скважины после ПРС. В итоге, бригада ПРС находится в вынужденном простое в ожидании решения, в связи с чем увеличиваются затраты на оплату простоев бригад ПРС.

С целью ускорения принятия решения и снижения времени простоя бригад ПРС предлагается технологической группе использовать переносные персональные компьютеры (ноутбуки) с возможностью передачи данных (снятой динамограммы и эхограммы) по GPRS каналу в ПК «Универсальный менеджер измерений».

Программный комплекс «Универсальный менеджер измерений» (ПК «УМИ») предназначен для считывания замеров с приборов диагностики нефтепромыслового оборудования и скважин, их хранения, обработки, создания текстовых и графических отчетов, а также экспорта данных измерений в другие форматы и в КИС «АРМИТС».

В НГДУ «Альметьевнефть» ведутся работы по внедрению системы беспроводной передачи данных с приборов, оснащенных и не оснащенных модулем GPRS в базу данных ПК «Универсальный менеджер измерений» (Рис.1).

Технологические данные с приборов снятия динамограмм и эхограмм на территории скважины скидываются в ноутбук оператора по исследованию скважин, в котором установлено специализированное программное обеспечение «Универсальный менеджер измерений» и есть доступ в интернет через модем сотового оператора МТС.

Для обеспечения удаленного доступа в корпоративную сеть из сети интернет настроен сервер в зоне DMZ, имеющий подключение как к внешней сети internet, так и к внутренней сети ПАО «Татнефть». Настроенная зона DMZ обеспечивает необходимый уровень безопасности и надёжный канал передачи данных.

Данные с ноутбуков через GPRS канал поступают на сервер в зоне DMZ. При использовании прибора «Сиам», данные со скважин через GPRS канал автоматически, без участия оператора по исследованию скважин, поступают на сервер DMZ.

Далее динамограммы и эхограммы через корпоративную сеть поступают на сервер базы данных ПК «УМИ», а затем на рабочее место специалиста ЦДНГ и ТОДНГ и далее в КИС «АРМИТС».

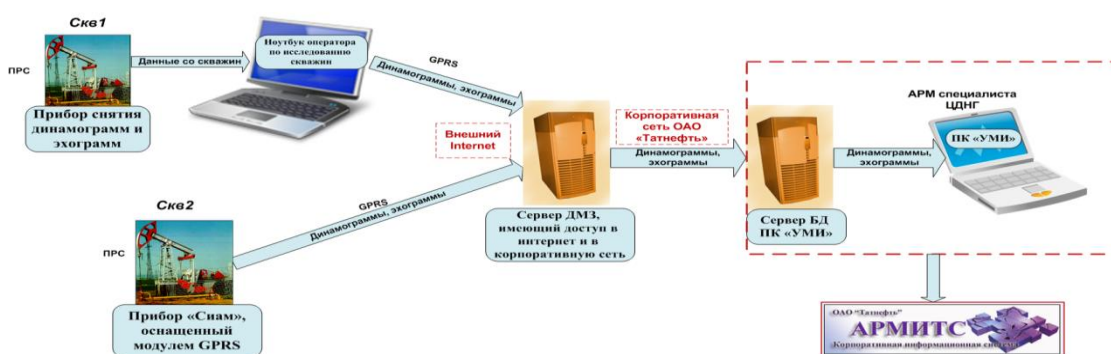


Рис.1. Модель беспроводной передачи замеров со скважин через internet в полевых условиях в ПО «Универсальный менеджер измерений».

После просмотра полученной информации специалист ЦДНГ или ТОДН принимает оперативное решение и сообщает об этом по мобильной связи оператору. Согласно полученному решению, оператор технологической группы или дежурный оператор информирует об этом старшего оператора ПРС либо мастера ПРС.

Внедрение системы позволяет:

1. сократить простои бригад ПРС и тех.групп ЦДНГ (по причине «Ожидание динамограммы») при принятии решений по снятым динамограммам;
2. ускорить процесс приема скважин после проведения ПРС, повысить его качество;

3. за счет сэкономленного времени производить внеплановые снятия динамограмм, что повышает эффективность технологических групп и уменьшает затраты.

На данный момент в НГДУ «Альметьевнефть» успешно эксплуатируется прибор «Сиам», оснащенный модулем GPRS и ноутбук с GSM-модемом. Технологические данные со скважины оперативно через GPRS канал передаются в ПК «УМИ», что уже позволяет технологам работать с актуальными замерами скважин.

Внедрение данной системы позволит использовать функционал модуля GPRS приборов Сиам, уже имеющихся в некоторых НГДУ.

Технология эксплуатации неглубоких горизонтальных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти с высоким содержанием парагазовой смеси на приеме УЭЦН по принципу E-lift

Э.Г. Баймурзин (НГДУ «Нурлатнефть»)

В настоящее время перед многими компаниями стоит задача сохранения и увеличения уровня добычи нефти. Достичь этого можно за счет вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов, которыми являются, в частности, и сверхвязкие нефти.

Методом добычи сверхвязких битумных нефтей, кроме карьерного, является парогравитационный метод добычи, основанный на закачке в пласт водяного пара. Т.е. метод добычи на Ашальчинском месторождении СВН.

Опыт ПАО "Татнефть" показал, что для промышленного освоения месторождений СВН нужны специальная техника и технологии при разработке залежей тепловыми методами, которые учитывают особенности сверхвязкой нефти, а также требуют повышенных энергетических и других материальных затрат.

Я предлагаю для повышения эффективности механизированной эксплуатации неглубоких скважин СВН использовать технологию «E-lift».

Технология позволяет эксплуатировать скважины на месторождениях сверхвязкой нефти при парогравитационном дренировании продуктивного пласта путем обеспечения работы УЭЦН в условиях низких забойных давлений и температуры откачиваемой продукции, близкой к температуре инверсии фаз при имеющем место забойном давлении.

Принципом работы данной технологии является следующее: жидкая продукция из забоя 1 поступает в механизированную лифтовую колонну 3, переливаясь через края (отверстия) вспомогательной колонны 5 на динамическом уровне, где происходит ее охлаждение за счет испарения водного конденсата.

Естественное охлаждение жидкости на динамическом уровне будет тем эффективнее, чем ниже давление паров и газов в межтрубном пространстве над динамическим уровнем.

Также для обеспечения лучшего охлаждения предпочтительно, чтобы вспомогательная колонна 5 была теплоизолированной.

Таким образом, двухступенчатая схема подъема (технология Elift) состоит в организации предварительного предостужения жидкой части продукции во внутрискважинном теплообменнике перед поступлением ее на прием ЭЦН и ее разгазирование.

На сегодняшний день скважина работает в стабильном режиме. Отбор жидкости увеличился с 39,0 тонн/сут до 106 тонн/сут, дебит нефти также увеличился с 10 до 43 тонн/сут. Нарботка насоса после ПРС составила 115 суток. Паронефтяное соотношение также снижается с 5,1 до 1,1.

Экономическим эффектом внедрения технологии «E-lift» является дополнительная добыча сверхвязкой нефти за счет предварительного предостужения и разгазирования жидкости.

При индексе доходности 2,6 срок окупаемости технологии «E-lift» 1 год.

Выводы:

1. Ограничена производительность текущей установки (глубина подвески до 250м);
2. При образовании газа в затрубном пространстве происходит срыв подачи.

Рекомендации:

1. Продолжить эксплуатацию технологии E-lift;
2. Увеличить количество объектов для внедрения.

Метод подведения баланса как инструмент контроля за достоверностью систем и средств измерений

А.А. Бухарин (ООО "ЦМП")

Два аспекта достоверности:

1. Достоверность измерений на уровне СИ;
2. Достоверность системы доставки данных на верхний уровень.

Критерии подтверждения достоверности для каждой группы.

Для достоверности СИ должны быть соблюдены следующие условия:

1. СИ должно быть метрологически пригодно к использованию и работать в области своей применимости;

2. Показания, полученные напрямую со средства измерения (прямое измерение) можно так же рассчитать косвенным методом.

Так как система измерений является более сложным объектом, подтверждение ее достоверности так же должны включать в себя комплексные меры. Таким комплексным методом подтверждения достоверности системы является метод подведения баланса энергоресурсов. Целью данного метода является обеспечение своевременного реагирования на отклонение результатов измерения и оперативный контроль за достоверностью СИ на всем требуемом участке.

Баланс движения потоков воды мы можем подвести на любом уровне и по любой группе объектов. Следует отметить, что с ростом уровня передачи данных и значимости объектов усложняется система подведения баланса, а соответственно и усложняется контроль достоверности получаемой информации.

Метод подведения баланса активно используется на Ашальчинском месторождении СВН НГДУ "Нурлатнефть". На основе схемы движения потоков жидкости Ашальчинского месторождения СВН НГДУ "Нурлатнефть" построена балансовое дерево Ашальчинского месторождения СВН, определена формула расчета дисбаланса на участке недр, рассчитана общая относительная погрешность метода подведения баланса.

Метод подведения баланса позволяет решить следующие вопросы:

1. Минимальный набор СИ и места их установки, необходимые для достоверного учета.
2. Излишние затраты на неэффективно эксплуатируемые СИ.
3. Контроль за достоверностью полученных результатов измерений
4. Своевременное реагирование на сбои в системе передачи данных, неполадки СИ, технологические сбои.

Анализ эффективности эксплуатации штанговых колонн с удлинённым тяжёлым низом

И.Х.Халитов, И.Р.Гафиуллин (НГДУ «Нурлатнефть»)

По состоянию на 01.05.2015 года действующий фонд, оборудованный УШГН по управлению составляет 1709 скважин. Одной из основных причин подземных ремонтов скважин, оборудованных установками ШГН, являются отказы штанговых колонн. За 4 месяца 2015 года проведено 104 подземных ремонтов без учёта ГТМ, удельная частота обрывов составила 0,394. Значение этого показателя имеет тенденцию роста с 2011 года и продолжает расти. Произведенный анализ роста причин обрывности штанг выявил, что

наибольшая доля отказов, приходится на обрывы штанг по телу. Это объясняется тем, что тело штанги испытывает как продольные знакопеременные напряжения, так и поперечные деформации. Кроме того, способствуют разрушению тела штанги концентраторы напряжения в виде коррозионных раковин и вмятин, возникающие под воздействием агрессивной составляющей продукции скважины и механических воздействий. Также выявлено, что основная доля обрывов штанг приходится на средний и нижний интервалы штанговых колонн как за 4 месяца 2015 года, так и за предыдущие 4 года, что говорит о влиянии изгибающих нагрузок на штанговую колонну при ходе вниз (эффект Любинского). Совместно с институтом «ТатНИПИНефть» и специалистами управления была проведена работа в области увеличения длины «тяжелого низа колонны штанг» для эксплуатации УШГН в условиях повышенной вязкости добываемой продукции. По управлению издано и согласовано с ПОДНГ ПАО «Татнефть» распоряжение об изменении методики подбора штанговой колонн. В соответствии с данным распоряжением в период с сентября 2015 года и по состоянию на 01.05.2015 года по управлению внедрено компоновок с удлинненным тяжелым низом на 292 скважинах.

Анализ внедрения работы скважин с внедренным удлинненным тяжелым низом штанговой колонны показывает положительную динамику в снижении приведенных нагрузок на штанговую колонну. Внедрение удлинненного тяжелого низа позволило сократить количество ПРС по причине обрыва штанг на 2 ремонта за 8 месяцев.

Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на примере 6 блока Бавлинского нефтяного месторождения

И.Г. Зиятдинов (институт «ТатНИПИНефть»)

В настоящее время особую актуальность как в РТ, так и в целом по России, приобретает бурение нефтяных скважин с горизонтальным окончанием. В основном, это связано с необходимостью повышения производительности и снижения сроков окупаемости строительства скважин. Как показывает практика, бурение горизонтальных скважин наиболее эффективно в слабодренируемых зонах, в низкопроницаемых и кавернозно-трещиноватых коллекторах. Горизонтальные скважины (ГС) предоставляют гораздо большие возможности воздействия различными методами на пласты-коллектора, чем вертикальные или наклонно-направленные. Кроме того, горизонтальным бурением решаются вопросы добычи нефти в тех зонах, где по объективным причинам запрещено или невозможно проводить буровые работы (заболоченные места, санитарно-защитные зоны, объекты инфраструктуры и т. д.).

Анализ эксплуатации горизонтальных скважин при обобщении опыта их работы в ПАО "Татнефть" подтверждают достаточно высокую их эффективность. Как показывают численные исследования, при успешной проводке горизонтального ствола можно добиться от 1,5 до 6-ти кратного увеличения дебита в сравнении с вертикальными скважинами. Степень нефтеизвлечения на участках применения ГС возрастает до 5 и более процентов. Отдельно по успешным скважинам извлекаемые запасы увеличиваются в 1,14 раза.

Важным фактором, влияющим на показатели эксплуатации горизонтальных скважин, является схема заканчивания их горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта горизонтальная скважина может быть закончена открытым стволом с установкой лайнера-хвостовика, лайнера с пакером или обсаженным стволом с последующей перфорацией колонны. Тип заканчивания горизонтальной скважины требует применения определенных техники и технологии бурения. Длина горизонтального ствола, расположение его в пласте, допустимые отклонения при бурении и необходимый тип заканчивания скважины строго зависят от применяемого метода бурения. Поэтому очень важно знать различие применяемых технологий, их преимущества и недостатки при проводке горизонтальных скважин в соответствующих геологических условиях.

В работе проведены подсчеты дебитов нефти для эксплуатационной горизонтальной скважины № 4700Г с помощью формулы Джоши и эксплуатационной вертикальной скважины № 4700 (в качестве альтернативы скважины № 4700Г) с помощью формулы Дюпюи. В результате подсчетов дебит нефти горизонтальной скважины № 4700Г составил 12,8 т/сут, дебит нефти вертикальной скважины № 4700 составил 6,5 т/сут, что в 1,97 раза меньше дебита скважины № 4700Г.

Формула Джоши позволила в достаточной степени достоверно вычислить дебит будущей горизонтальной скважины и, при прочих равных условиях (геологических), дебит уже пробуренных горизонтальных скважин (при условии перепада давления в 10 атм.) является примерно таким же. Но также не следует забывать, что эта формула не учитывает ряд факторов (потери депрессии вдоль ствола, анизотропия пласта, не учитывается также и скин-фактор).

Сделано заключение, что бурение проектной горизонтальной скважины № 4700Г позволит добыть 31740 тонн нефти (за 2015-2024 гг.) и является экономически оправданным.

Из проведенных экономических расчетов установлено, что период окупаемости горизонтальной скважины составит 3 года. Бурение вертикальной скважины 4700 является

менее выгодным как с технологической, так и с экономической точек зрения, период ее окупаемости составит 5 лет.

Таким образом, бурение горизонтальных скважин на Бавлинском нефтяном месторождении является экономически оправданным.

ГИС после ГРП с использованием маркированного проппанта

А.П. Дементьев (ООО "ТаграС-РемСервис")

В настоящее время гидравлический разрыв пласта является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышения эффективности разработки продуктивных коллекторов.

В то же время подбор скважин кандидатов для ГРП осложняется тем, что технологию ограничивает малая толщина водонепроницаемых перемычек, т.е. остается близость участков, на которых возможен прорыв воды в скважину. Но технологии ГРП совершенствуются в этом направлении, и в перспективе ограничения на применение ГРП значительно сократятся. Одним из наиболее приоритетных направлений данной системы является оптимизация дизайна ГРП, т.е. создание оптимальных параметров трещины при заданной массе проппанта. Для этого нам необходимо знать высоту и геометрию трещины после ГРП.

Задача определения местоположения интервала трещины ГРП однозначно решается геофизическими методами с применением маркированного проппанта.

Преимущества метода:

- Возможность изменения дизайна ГРП по высоте при последующих работах;
- Возможность оценки ухода реагентов в нецелевые интервалы и затрубное пространство;
- Однозначность выделения интервала трещины в любых геолого-технических условиях.
- Использование материала, безопасного для окружающей среды;
(не нужно очищать скважину и утилизировать радиоактивные материалы);
- Возможность проводить мониторинг скважины в любое время после ГРП;

Маркировка проппанта производится элементами с аномальным сечением поглощения тепловых нейтронов. Проппантовая смесь не содержит радиоактивных изотопов.

В состав маркированного проппанта входит гадолиний ($Gd^{64}_{157,25}$) - отличающийся высоким сечением радиационного захвата нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов.

Выделение интервала ГРП производится сопоставлением замеров ННК до и после гидроразрыва пласта.

Таким образом, с помощью методов ИНГК и СО-каротажа можно определить места скопления маркированного проппанта в интервале ГРП.

По методу ИНГК-С (СО-каротажа) по специальной программе рассчитывается условное содержание Gd по стандартным спектрам гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) до и после ГРП. Факт наличия проппанта в трещинах определяется по увеличению условного содержания гадолиния (по данным С/О-каротажа, усл.ед).

На сегодняшний день ГРП с применением маркированного проппанта проведено на 10 скважинах НГДУ «Альметьевнефть» и 2-х скважинах НГДУ «Лениногорскнефть».

По данным ГИС после ГРП мы можем наблюдать что высота трещин не всегда совпадает с проектной (предполагаемой) высотой, а в кое каких участках трещина и вовсе не закрепились проппантом, либо закрепились не полностью.

На основании этих данных, методом обратного вычисления, мы можем определить реальный коэффициент Пуассона и модуль Юнга, что позволит выполнить более точный дизайн ГРП при последующих операциях на данные горизонты (пласты).

На примере скважины 21461 НГДУ «Альметьевнефть», где мы получили высоту трещины большую чем максимальная планируемая высота по дизайну ГРП, мы можем провести последующие процессы ГРП на данные пласты, при наличии близости водоносных горизонтов, на линейном геле. Технология ГРП на линейном геле дешевле, следовательно мы получаем экономию для Заказчика.

Различная геометрия трещины дает различный эффект от ГРП.

- Применение технологии определения высоты трещины с использованием маркированного проппанта дает возможность наблюдать характер развития трещины на различных продуктивных горизонтах, что позволит нам в дальнейшем подобрать оптимальный дизайн ГРП на подобных участках обработки.

- Определение высоты трещины представляет возможность определить не эффективный объем закаченного проппанта, что позволит выбрать процесс ограничения высоты трещины:

1. ГРП на линейном геле;
2. ГРП с закачкой линейного геля на этапе подушки;
3. ГРП с искусственным созданием барьера.

- Применение маркированного проппанта дает возможность оценить уход закачиваемого агента при наличии ЗКЦ или нарушения.

Погружные низкооборотные электродвигатели: новые возможности

Р.Р. Ибатуллин (ООО «РИНПО», ООО «УК «Система-Сервис»)

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений имеет одну неприятную закономерность - увеличение числа малодебитных скважин с высоковязкой нефтью. Неприятную потому, что затраты на их эксплуатацию часто превышают прибыль от добытой нефти.

Это обстоятельство заставляет серьезно задуматься над тем, как улучшить экономические показатели работы подобных скважин. Потребности нефтедобытчиков диктуют необходимость поиска принципиально нового технического решения, позволяющего оптимизировать производственные затраты по трудноизвлекаемым запасам, т.к. традиционные способы добычи (УШГН, УШВН, низкодебитные УЭЦН производительностью до 25 м³/сутки, перевод УЭЦН в периодику) не в полном объеме обеспечивают требуемые результаты.

Критерии отнесения скважин к малодебитному фонду индивидуальны в каждой компании, и в них часто заложен экономический подтекст. В ПАО "Татнефть" к малодебитному фонду относят скважины с дебитом нефти 5м³/сутки и менее.

Средний дебит действующих скважин «Татнефти» составляет 4,3 т/сутки, новых скважин – 8,3 т/сутки, средняя обводненность продукции достигает -83,5%.

В результате совместной работы коллектива ООО «РИНПО» копилка разработок "УК«Система-Сервис" пополнилась перспективной новинкой для эксплуатации малодебитного фонда до 20 м³/сутки - погружным синхронным низкооборотным электродвигателем мощностью 5 кВт – ПЭД5-117/300М1 (рис. 1).

Область применения низкооборотного погружного электродвигателя совместно с винтовым насосом:

1. малодебитный и среднедебитный фонд скважин;
2. перевод скважин с дебитом до 20 м³/сут из периодики в постоянный режим работы;
3. высоковязкая нефть;
4. образование водонефтяных эмульсий (ВНЭ);
5. высокое содержание газа;
6. повышенное содержание механических примесей;
7. ограничения для штанговых насосов по кривизне скважины;
8. ограничения для штанговых насосов по глубине спуска;
9. невозможность обустройства фундамента для ШГН.

Преимущества новой системы в отличие от традиционного способа добычи:

1. высокая эффективность при малой производительности;
2. отсутствие возможности замерзания устьевого оборудования и выкидной линии в зимнее время при периодической эксплуатации;
3. уменьшение числа подземных ремонтов (примерно на 10-20%) из-за возможности образования газовых пробок, отсутствие отложение солей, засорение ступеней мехпримесями.



4. уменьшение дополнительных «вредных» пусковых нагрузок на редуктор и электродвигатель во время частых запусков, снижающих ресурс их работы;
5. обеспечение контроля за технологическим режимом работы скважины (дебит, обводненность, забойное давление);
6. увеличение дебита по нефти;
7. отсутствие штанг и износа НКТ;
8. дистанционное управление оборудованием;
9. регулирование подачи в широких диапазонах;
10. снижение габаритов и металлоемкости;
11. приемлемая стоимость.

Рис.1 УЭВН с погружным синхронным низкооборотным ЭД

Применение современных сальниковых устройств на скважинах высокообводненного фонда скважин НГДУ

Н.Ю. Граханцев (НГДУ «Ямашнефть»)

Для всех девяти разрабатываемых НГДУ месторождений характерны сложные геологические условия разработки, относящие их к числу мелких с трудноизвлекаемыми запасами. Нефти месторождений являются высоковязкими, с низким газосодержанием, с высоким содержанием серы, смол и асфальтенов. Обводненность добываемой продукции в целом по НГДУ составляет 42,9%.

Существует ряд скважин с обводненностью более 80%, которые составляют 13% или 201 скважина от действующего фонда НГДУ. Из них 4 шт. эксплуатируются со 100% обводненностью. Эксплуатация высокообводненных скважин, оборудованных стандартным оборудованием, сопровождаются осложняющими факторами, а именно: утечки флюидов через сальниковое уплотнение на СУСГ, так же попутная вода оказывает негативное влияние на устьевой полированный шток, что увеличивает количество ремонтов по причине его замены. Частые замены уплотнительных элементов устьевых сальниковых устройств сопровождаются простоями добывающих скважин, увеличиваются материальные и трудовые ресурсы ЦДНГ связанные с пропаркой нефтепромыслового оборудования, уборкой замазученности территории скважин и т.д.

Для решения ряда проблем, в рамках проведения опытно-промышленных испытаний в ноябре 2013 года на высокообводненных скважинах №12607, №12502 ЦДНГ-2 совместно с ООО ПКФ «ТехМашСервис» произведены замены типовых устьевых сальников на устьевые сальники модели СУРГ 140.А в комплекте с универсальной рабочей камерой модели УРКУС.21.А для проведения эксплуатационных испытаний.



Рисунок 1 – Общий вид сальника устьевого в сборе

Универсальная рабочая камера предназначена для модернизации действующих скважин, оборудованных типовыми устьевыми сальниками моделей СУС, СУСГ, СУРГ, с целью многократного увеличения срока службы всего узла.

Принцип работы универсальной камеры основан на автоматическом поджатии уплотнений к полировальному штоку за счет рабочего давления в скважине.

Предполагаемая камера имеет ряд конкурентных преимуществ перед типовыми:

1. Имеется механизм поджима уплотнений за счет давления в скважине, что обеспечивает автоматическую компенсацию износа шевронных уплотнений.
2. Радиальный компенсатор обеспечивает точное центрирование рабочей камеры относительно полированного штока.
3. Использование эластичных материалов с высокой износостойкостью и нефтемаслостойкостью увеличивает срок службы уплотнений в 5 - 7 раз.

4. Конструкция рабочей камеры исключает розлив нефтяной эмульсии в течение не менее 1 года при соблюдении правил, указанных в руководстве по эксплуатации

На основании проведенных испытаний можно сделать вывод:

1. Устьевые сальники СУРГ 140.А в сборе с универсальной рабочей камерой УРКУС.21.А. работали в течении 103 суток или 2 472 часа.

2. Шевронные уплотнения обладают высокой износостойкостью и пригодны к дальнейшей эксплуатации.

3. Конструкция рабочей камеры устьевого сальника УРКУС.21.А обеспечивает:

- стабильную герметизацию устья скважины,
- возможность компенсации износа уплотнений,
- возможность компенсации радиального отклонения полированного штока,
- значительное сокращение времени простоя скважины при замене уплотнения,
- повышение культуры производства,
- уменьшение количества остановок станка-качалки для ревизии и замены уплотнений в 8 раз,
- улучшение экологической обстановки на территории скважин, из-за сокращения пропусков скважинной продукции.

4. Отсутствие осложнений при проведении монтажа устьевого сальника СУРГ 140.А в комплекте с рабочей камерой УРКУС 21.А.

5. Отсутствие отказов (утечек) через рабочую камеру УРКУС 21.А за период работы.

Внедрение данного оборудования является экономически эффективным. Ежегодная экономия составляет более 21 тыс. в год на 1 скважину. При внедрении нового оборудования на потенциальный фонд – это 201 скважина, экономия составит более 4 млн. рублей ежегодно.

Методика определения эффективности растворителей АСПО

Р.Р. Сайфиев (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), образующиеся в нефтепромысловом и нефтезаводском оборудовании, это проблема, с которой нефтяники сталкиваются постоянно. Предлагаемые в настоящее время многочисленные методы предупреждения образования АСПО, как физические, так и химические, позволяют увеличить межремонтный период, но полностью избежать образования отложений не удается. Так что проблема удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования, в конечном счете, присутствует всегда.

За 2013 и 2014 годы количество ремонтов по причине АСПО составило 54 и 55 единиц соответственно.

Для борьбы с АСПО применяются целый ряд как физических, так и химических методов. Одним из эффективных методов удаления АСПО из технологического оборудования является применение различных реагентов – растворителей. В настоящее время существует большой ассортимент данного вида реагентов, различающихся как по эффективности, так и по стоимости. Целью данной работы является разработать единый подход к оценке эффективности растворителей АСПО.

Нами предложена комплексная методика, включающая в себя подбор реагентов, лабораторные и промысловые испытания, а так же обобщение результатов.

На первом этапе подбираются реагенты – кандидаты. Все растворители АСПО, предлагаемые для использования в ПАО "Татнефть", должны входить в отраслевой реестр «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли» или отвечать требованиям ГОСТа.

Далее проводятся лабораторные испытания, включающие определение растворяющей способности испытуемых реагентов, оценка их влияния на подготовку нефти и коррозионную агрессивность среды.

Для проведения исследований технологической службой НГДУ «Азнакаевскнефть» были предоставлены 10 обезличенных образцов растворителей и проба отложений асфальтено-смоло-парафиновых веществ (АСПВ).

При определении растворяющей способности реагентов варьировалась их температура – 20 и 40 °С, а так же условия обработки: статические – без перемешивания и динамические. Соотношение массы таблетки АСПО к объему растворителя составило 1:70 (оптимальное соотношение, установленное по ранее проведенным исследованиям, обеспечивающее максимальный эффект). Время обработки – 4 ч.

Исследования показали, что наиболее эффективными реагентами для удаления АСПО являются растворители № MR-70, PR-10, «Dewaxol» и «ИФРИЛ». Несколько уступают им по эффективности реагенты СНПХ-7р-14а и РПН. Реагент МИА-ПРОМ – малоэффективен. Реагент «РИКУМ» – не эффективен. Эффективность реагента РТ-1 – сомнительна, поскольку из четырех полученных результатов три – отрицательные.

По результатам лабораторных исследований проводятся промысловые испытания реагентов, показавших наиболее высокую эффективность.

Для проведения промысловых испытаний в НГДУ «Азнакаевскнефть» поступил реагент PR-10. Данный реагент сравнивался с применявшимися ранее реагентами МИА-

ПРОМ и СНПХ-7р-14а. Испытания проводились на скважине 9812, оборудованной УШГН, и на скважине 9986, оборудованной УЭЦН.

При проведении промысловых испытаний были получены результаты, соответствующие лабораторным исследованиям. Наибольшую эффективность показал реагент PR-10. Реагенты СНПХ-7р-14а и МИА-ПРОМ уступают в растворяющей способности.

На основе полученных данных был проведен расчет затрат на проведение профилактических обработок одной скважины в течении года. Затраты составили 13,6 тыс. руб. в год при применении МИА-ПРОМ, 13,1 тыс. руб. в год при применении СНПХ-7р-14а и 9 тыс. руб. в год при применении PR-10. Экономический эффект от перехода применения реагента PR-10 для профилактических заливок на осложненном фонде скважин составит 402 тыс. руб.

Таким образом, предложенная методика позволяет дать комплексную оценку эффективности применения растворителей АСПО. Имеющиеся результаты позволяют производить сравнение новых растворителей АСПО с реагентами, показавшими наивысшую эффективность.

Применение системы постоянного мониторинга СПМ.АС. «Вихрь»

Р.М. Фархутдинов, М.Г. Исмагилов (НГДУ «Елховнефть»)

Замер дебита скважин - главный критерий контроля за работоспособностью действующего фонда добывающих скважин. На основании результатов замеров дебитов скважин принимаются решения по диагностике глубинно-насосного оборудования, корректировке технологического дебита, исправности устьевых и групповых замерных установок, состоянию нефтепровода, оптимизации работы скважины и т.д.

На рынке России в настоящее время представлено довольно много типов расходомеров и счетчиков количества жидкости, однако все равно не удается решить все проблемы по измерению этих величин для всех типов жидкостей и для различных условий их применения.

Точное определение дебита скважины задача сложная даже при наличии специализированного оборудования.

С целью измерения расхода, давления и температуры в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах и передачи информации в наземный блок специалистами НГДУ «Елховнефть» был определен наиболее оптимальный расходомер СПМ. АС. «Вихрь» позволяющий осуществлять долговременный мониторинг в режиме реального

времени технологических параметров (расхода, давления, температуры) объектов разработки в скважинах с диаметром эксплуатационной колонны от 146мм., оборудованных различными компоновками ГНО, в том числе при одновременно-раздельной эксплуатации.

В данной работе был проведен анализ применения вихревого расходомера СПМ.АС. «Вихрь» на скважине №3286 оборудованной УЭЦН-125 с дебитом жидкости 130м3. Монтаж прибора производился над установкой УЭЦН и имеет отдельный кабель для передачи данных с выводом информации на наземный блок регистрации. Наземный регистратор позволяет регистрировать данные с скважинных приборов, хранить данные в энергонезависимой памяти, обеспечивает совместимость с системами диспетчерского управления и сбора данных

Целью внедрения данного оборудования было опробование, определение работоспособности и достоверности получаемых замеров, а также оценка возможности дальнейшего применения данного комплекса на скважинах оборудованных УОРД, для получения достоверного дебит каждого из объектов эксплуатации.

В ходе испытаний расходомера СПМ. АС. «Вихрь» на скважине №3286 были получены положительные результаты, на сегодняшний день наработка составила более трех месяцев, прибор позволяет производить долговременное измерение расхода жидкости в скважине, при применении в комплексе с УЭЦН, что подтверждает возможность применения данной технологии и на скважинах с ОРД, ВСП, МСП, ОРЗ. Отсутствие движущихся частей расходомера обеспечило расходомеру надёжную и бесперебойную работу, с относительной погрешностью измерений расхода не более 1,5 %.

Экономический эффект от внедрения расходомера СПМ. АС. «Вихрь» будет достигаться за счет исключения необходимости отключения одного из объектов разработки, тем самым снижаются недоборы по нефти и не привлекаются звенья УК ООО «ТМС групп» для изменения длины хода наземного привода. Так же экономию средств будем получать за счет более низкой стоимости расходомера и его монтажа по сравнению с устьевым счетчиком СКЖ.

Освоение технологии изготовления и внедрение в производство фильтра просечно-щелевого диаметром 114 мм

М.В. Катермин (БМЗ ПАО "Татнефть")

Скважинный фильтр просечно-щелевой (ФПЩ) предназначен для предотвращения разрушения слабоцементированных коллекторов и попадания в скважину механических примесей при ее эксплуатации, что в дальнейшем приводит к снижению времени

переработки добытой нефти. Фильтра устанавливаются в составе обсадной эксплуатационной колонны в области продуктивного пласта. Конструктивно скважинный щелевой фильтр может быть изготовлен под любой диаметр обсадной колонны. Работа фильтра заключается в прохождении фильтруемой среды через щели (0,5-0,2 мм) фильтрующего элемента и далее, через отверстия в перфорированной трубе - во внутреннюю полость трубы, откуда она перекачивается к устью скважины. Конструктивное исполнение щели снижает засорение фильтра, поскольку частицы контактируют по двум точкам кромок и размеры выходной части щели значительно превышают входную часть, за счет чего частицы не заклиниваются.

Расчет фильтра из трубы диаметром 114 мм, и длиной фильтрующей части 1200 мм:

Площадь фильтрации обечайки:

$$S_{1 \text{ щели}} = 0,800711 \text{ мм}^2;$$

$L = 370 \text{ мм}$; шаг по длине развертки - 16 мм;

$$370/16=23 \text{ щели};$$

$L = 1200 \text{ мм}$, шаг = 6 мм; $1200/6 = 200$ щелей по длине обечайки;

$$23 \times 200 = 4600 \text{ щелей.}$$

$$\text{Общая площадь щелей} = 4600 \times 0,800711 = 3683,27 \text{ мм}^2$$

Пропускная способность трубы:

$$S_{1 \text{ отверстия}} = 153,9 \text{ мм}^2;$$

На трубе $L = 1200 \text{ мм}$ – 120 отверстий;

$$\text{Общая площадь отверстий} 153,9 \times 120 = 18468 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{отверстий трубы}} / S_{\text{щелей обечайки}} = 18468 / 3683,27 = 5;$$

Пропускная способность отверстий в трубе выше пропускной способности обечайки в 5 раз.

Основными преимуществами просечно-щелевого фильтра перед другими типами фильтров являются:

- увеличение срока службы скважинного оборудования, за счет снижения выноса крупных частиц механических примесей и прочих твердых фракций;
- сокращение времени переработки сырья;
- высокая жесткость и прочность конструкции;
- незначительное превышение диаметра фильтра по отношению к диаметру НКТ или обсадной трубы, составляющее четыре толщины стенки листа, из которого изготовлен фильтрующий элемент;
- возможность очистки фильтра путем обратной промывки;
- низкая себестоимость, поскольку фильтрующий элемент состоит из одной детали.

Бугульминский механический завод ПАО "Татнефть" является единственным предприятием машиностроительного комплекса республики Татарстан, на котором производятся данные фильтра. В 2014 г было изготовлено и передано в ТГРУ ПАО "Татнефть" 96 просечно-щелевых фильтров. ФПЩ диаметром 114мм производства БМЗ ПАО "Татнефть" применяются при строительстве оценочных скважин. Конструкция (патент на изобретение № 2486332 «Скважинный фильтр») и способ изготовления ФПЩ (патент на изобретение № 2490432 «Способ изготовления скважинного фильтра») производства БМЗ защищены патентами РФ.

Экономический эффект.						
	Кол-во (шт.)	Стоимость 1 ед. (руб.)	Всего в 2014 (шт.)	Затраты 2014 (руб.)	В планах 2015 (шт.)	Затраты 2015 (руб.)
БМЗ	1	17 156	96	1 646 976	56	960 736
Самарский НПФ ООО «РосФиН»	1	38 576	96	3 703 296	56	2 160 256

Итого: в 2014 году **2 056 320** руб.
в 2015 году **1 199 520** руб.

Внедрение глубинно- исследовательского комплекса ГИК СПМ.АС.1 «ВСН-Пласт»

А.А. Мухаррямов, Л.М. Миникаев (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день существует проблема достоверного определения процента обводнённости скважин оснащенных установками УЭПН, а также необходимость определения обводнённости объектов разработки эксплуатируемых однолифтовыми установками ОРД. Для корректного определения обводнённости скважин оборудованных УЭПН в НГДУ «Елховнефть», силами «ТНГ-ГРУП» проводятся работы по исследованию ВНР в НКТ, а для отключения собственными силами одного из объектов разработки на скважинах с установками ОРД внедряется гидроприводы ТМС «POWER MAN».

Для решения задач по сокращению затрат для определения обводнённости на УЭПН, однолифтовой ОРД специалистами НГДУ «Елховнефть» совместно с «НПТ АлойлСервис» был разработан влагомер «ВСН-Пласт». Предназначен для долговременного мониторинга скважины, в режиме реального времени технологических

параметров, определение обводненности продукции, давлений и температуры. Данный прибор предназначен для использования на скважинах УЭПН, оборудованных однолифтовых УОРД, на скважинах быстро реагирующих на закачку системы ППД на которых требуется управление работой насосного оборудования в зависимости от обводненности продукции пластов.

Определение обводненности основано на диэлькометрическом методе измерения комплексного сопротивления эмульсии высокочастотными токами. Прибор 20 раз в секунду измеряет комплексное сопротивление датчика, затем рассчитывается полное среднее комплексное сопротивление датчика за секундный период. Температура нефтяной эмульсии измеряется 1 раз в секунду. Критерии установки в скважины наличие Э/К диаметром колонны более 146мм.

Данный прибор не имеет аналогов, и является перспективным решением для определения технологических параметров, разрабатываемых объектов и свойства добываемой продукции скважины.

Перспективные направления развития метода АКЦ для оценки качества цементирования скважин

М.Л.Михеев (НТУ ООО «ТНГ-Групп»)

Одним из главных вопросов строительства скважин является вопрос качественного цементирования скважины и оценки качества крепления обсадной колонны. С разработкой комплексной многочастотной аппаратуры акустического каротажа появилась возможность совершенствовать методику оценки качества крепления скважин – контакт цемент – колонна (первый контакт), цемент – горная порода (второй контакт). В результате обзора существующего комплекса ГИС для оценка качества цементирования выделены следующие перспективные направления развития акустической цементометрии:

- 1) Выделение микрозоров, не требующих проведение РИР
- 2) Определение качества цементирования при тампонажных работах на облегчённом цементе
- 3) Определение характера контакта цементный камень – горная порода

Выделение микрозоров, не требующих проведение РИР

Тематическая группа акустических методов исследования скважин Научно-Технического управления ООО «ТНГ-Групп» в настоящее время ведёт разработку комплексного многочастотного акустического цементомера АКЦ8СМ для решения задачи выявления микрозоров, не требующих проведение РИР. В настоящее время появилась

возможность уточнить данные акустической цементометрии стандартной интегральной аппаратуры типа МАК-2, МАК-42 и оценить величину зазора выявляемого как дефект в цементном камне по данным МАК-2. Улучшение статистики качества цементирования влечёт повышение оценки качества проводимых работ.

Комплексирование режимов работы порядка 22 кГц и 8 кГц целесообразно использовать для попыток оценки микрозазоров в цементном камне, для оценки качества сцепления колонна - цементный камень.

Определение качества цементирования при тампонажных работах на облегченном цементе

Проблема оценки качества цементирования в скважинах с применением облегчённых цементов возникает из-за физических процессов затухания акустических сигналов на областях пониженной плотности. Аппаратура, основанная на регистрации преломленных волн, даёт заниженную оценку контакта колонна- цементный камень при регистрируемой плотности цементного кольца в пределах 1.4-1.6 г/см³.

В качестве альтернативы предлагается опробовать аппаратуру реверберационного типа АСТ. Основным назначением прибора АСТ, работающего на отраженных волнах и осуществляющего круговое сканирование колонны, является измерение поперечного сечения и толщины колонны, а также оценка распределения цементного камня за обсадной колонной.

Разработка методики оценки качества цементирования скважины на основе регистрации поверхностной волны Стоунли

Проведена большая работа в направлении развития методики оценки контакта цементный камень – горная порода. На скважине №594Б Зеленогорской площади проводились для оценки качества цементирования скважины до проведения операции ГРП, в заключении предоставляется информация по первому контакту (колонна- цементный камень) и по второму контакту (цементный камень – порода). Интервал плохого сцепления колонны с цементным камнем выявлен на глубине 1690,6-1691,8м. Интервал отсутствия сцепления породы с цементным камнем выявлен на глубине 1688,6-1698; 1700-1703м. Интервал плохого сцепления породы с цементным камнем выявлен на глубине 1685,8-1688,6; 1698-1700; 1703-1711,6; 1714-1716м. В остальном интервале исследований характер контакта характеризуется, как хороший и частичный. На скважине №20150 Тумутукской площади оценка качества крепления контакта обсадной колонны и цементного камня проводилась на основе параметра затухания волнового сигнала волны Лэмба. Большое затухание указывает на наличие хорошего контакта, низкие значения затухания указывают на зоны с плохим контактом. Анализ режимов

работы на частоте излучения 20 кГц и 8 кГц не выявил нарушений типа микрозавор в контакте колонна – цементный камень. Оценка качества крепления контакта цементного камня и горная порода проводилась на основе энергетического уровня волнового пакета поверхностной волны Стоунли в интервалах наличия нормальной волны по колонне. Большой уровень энергии указывает на наличие хорошего контакта, низкий энергетический фон с учётом коэффициента затухания волны по колонне указывает на зоны с плохим контактом. Ввиду того, что волна по колонне не проявляется ВК характер контакта цементный камень – порода признан хорошим во всём интервале исследования.

Применение интеллектуальных станций управления УСШН для эксплуатации скважин в оптимальном режиме

Д.В.Минеев, М.Г. Тимерзянов (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день в НГДУ «Елховнефть» на скважинах, эксплуатируемых УШГН в большинстве случаев смонтированы станции управления (СУ) наземных приводов, не позволяющих своевременно реагировать на изменения условий разработки посредством изменения линейной скорости откачки. Таким образом для изменения параметров эксплуатации наземных приводов (длина хода, число качаний) необходимо привлечение сервисных компаний (УК ООО «ТМС групп»), что влечёт за собой дополнительные эксплуатационные затраты.

Для решения данной проблемы специалистами НГДУ «Елховнефть» и ОАО «ПНППК» совместно с Инженерным центром ПАО "Татнефть" предлагается оснастить наземные привода интеллектуальными СУ со встроенным частотно-регулируемым электроприводом и алгоритмом управления линейной скорости откачки наземного привода.

Данная станция управления предназначена для управления, защиты и диагностики работы УСШН, откачки газо-жидкостной смеси из скважин.

Принцип действия устройства основан на программной обработке измеренных и рассчитанных значений физических величин, заранее введённых параметров УСШН и уставках устройства.

Устройство обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение фазных токов, линейных напряжений и мощности потребляемой электродвигателем;
- технологический учет потребляемой электроэнергии;
- измерение усилия на полированном штоке УСШН;

- считывание и обработка измеренных значений динамического уровня ГЖС в межтрубном пространстве;
- оценка дебита ГЖС скважины;
- отключение, с возможностью автоматического повторного включения (защиты) установки при выходе значений измеренных или рассчитанных параметров за установленные пределы;
- построение и обработку динамограмм;
- автоматическое управление электродвигателем с целью поддержания максимального значения технологического параметра (дебита);
- плавный пуск и остановку двигателя с заданным временем разгона и торможения;
- отображение текущего состояния устройства на индикаторах и графическом дисплее;
- вывод информации о работе устройства через встроенные интерфейсы с последующей обработкой на персональном компьютере;
- местное и дистанционное управление.

Устройство обеспечивает отображение на графическом дисплее и сохранение в архиве следующих измеряемых и рассчитываемых параметров:

- текущее количество циклов в минуту и длину хода полированного штока;
- расчетное значение динамического уровня и давления на приеме насоса;
- результат диагностики неисправностей УСШН;
- эффективный ход по динамограмме;
- максимальное, минимальное и приведенное значение напряжения на штанговую колонну;
- текущая производительность насоса;
- расчетные значения дебита за определенный период времени;
- значение потребленной электроэнергии за текущие и прошедшие сутки;
- удельное энергопотребление за текущие и прошедшие сутки;
- потребляемую мощность;
- коэффициент балансировки СК;
- количество включений и отключений общее и по типам аварий;
- время наработки и простоя с последнего запуска;
- температура корпуса, состояние системы вентиляции и обогрева устройства.

Совместно с Инженерным центром ОАО «ТН» разработана программа проведения испытаний станций управления УСШН производства ОАО «ПНППК» с частотным приводом «Vacon» в условиях НГДУ «Елховнефть» на 10 скважинах.

Экономический эффект складывается за счет работы скважины в оптимальном режиме, а, следовательно, получения дополнительной добычи, снижения потребления электроэнергии и увеличения межремонтного периода скважины.

Ожидаемая прибыль составит 7млн.рублей.

Внедрение компоновки 2-лифтовой одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) продуктивных пластов в скважины, оконченные горизонтальным и боковым стволами на примере НГДУ "Прикамнефть"

И.М. Мухаметдинов (НГДУ "Прикамнефть")

Для эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием с максимальной эффективностью необходимо производить отбор жидкости с оптимальной глубины, которая зачастую находится в наклонной части скважины, что не позволяет для этого использовать обыкновенный штанговый глубинный насос с клапанными парами, предел отклонения которого относительно вертикали составляет 42⁰.

Решением данной проблемы является внедрение на фонде скважин НГДУ "Прикамнефть" экспериментального оборудования – насоса типа 2СПНЛ 45/19.

Главной конструктивной особенностью насоса является работа приемного и напорного клапанов в горизонтальной части пласта в принудительном режиме.

Данные насосы были внедрены на основании "Программы испытаний ШГН новой конструкции для эффективной эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в НГДУ "Прикамнефть", согласованной с Инженерным центром и производственным отделом добычи нефти и газа ПАО "Татнефть".

Впервые из всех НГДУ ПАО "Татнефть" в НГДУ "Прикамнефть" создана и внедрена на скважине № 1627Г Бастрыкского месторождения схема компоновки двухлифтовой ОРЭ, обеспечивающая наибольший отбор пластовой жидкости скважин с горизонтальным окончанием.

Глубина спуска ГНО до внедрения 2х-лифтовой компоновки ОРЭ составляла 948,3 м при угле наклона к оси вертикали 28,1 градусов, после внедрения – глубина спуска увеличилась до 1124,9 м, при этом угол наклона к оси вертикали на данной отметке составляет 80,24 градуса.

Общий прирост по нефти составил + 2,08 т/сут (увеличение на 24,8%).

При анализе периода с момента внедрения экспериментального ГНО по настоящий момент отмечается снижение среднего забойного давления с 19 атм. до 16 атм. (15,8%),

что, в свою очередь, также подтверждает работоспособность насоса в условиях повышенного набора кривизны.

После внедрения экспериментального ГНО произошло увеличение среднесуточного потребления энергии с 67 до 72 кВтч/сут (или 6,9 %), однако за счет увеличения дебита по нефти и жидкости и уменьшения процента обводненности наблюдается снижение по удельному потреблению с 10,6 до 8,6 кВтч/т нефти (или 23,3 %).

На основании данных по приростам, полученным после внедрения ГНО и значений удельного потребления энергии, произведен расчет технико-экономического обоснования внедрения насоса 2СПНЛ 45/19 на скважине № 1627Г. ЧДД за срок мониторинга составляет 1 600,51тыс. рублей, индекс доходности 1,4, срок окупаемости – менее 1 года. Расчетный срок мониторинга составляет 1 год.

Впервые в НГДУ “Прикамнефть” реализована и внедрена схема компоновки, позволяющая производить одновременную раздельную добычу из 2-х пластов, один из которых находится в горизонтальной части ствола скважины. Дифференциальные насосы 2СПНЛ 45/19 положительно зарекомендовали себя при работе в скважинах с горизонтальным окончанием, угол отклонения от вертикали которых, составляет до 90°.

Организация предварительного сброса сточной воды на ДНС-20с с целью снижения затрат на перекачку жидкости

И.И. Мухаметшин, А.В. Назаров (НГДУ «Джалильнефть»)

Проблема снижения затрат очень актуальна в современных экономических условиях, так как ее решение позволяет каждому конкретному предприятию выжить в условиях жесткой рыночной экономики. Целью любого предприятия является достижение экономического эффекта от деятельности.

Целью работы является:

- снижение затрат на перекачку жидкости;
- увеличение срока эксплуатации насосных агрегатов;
- сокращение потребление электроэнергии;
- непрерывное обеспечение КНС-1с сточной водой для сброса под закачку.

ДНС-20с, эксплуатируемая ЦДНГ-3, предназначена для отделения из промысловой жидкости попутного нефтяного газа и дальнейшей перекачки насосными агрегатами на ДНС-10с ЦДНГ-1 или УПСВ-3с ЦКППН-1. Объем поступающей жидкости на ДНС-20с составляет 2300 м³/сут, Q_н=600 т/сут.

Жидкость с 6-ти ГЗУ и с ДНС-6с поступает на буллитные ёмкости ДНС -20с. После сепарации газа в буллитных ёмкостях, жидкость с помощью насосных агрегатов ЦНС-180-255, откачивается на ДНС-10с или УПСВ-3с в зависимости от необходимости потока жидкости для целей ППД. Среднемесячный режим работы на ДНС-10с составляет 51000 м³ и 18000 м³ на УПСВ-3с.

При перекачки жидкости на ДНС-10с, давление на выкиде насосных агрегатов достигает 3,4 МПа, следовательно расход электроэнергии держится на высоком уровне – 152 кВт*ч. (1,72 кВт/ч*м³). При переключении потока жидкости на УПСВ-3с, давление на выкиде составляет 2,5 МПа, а расход электроэнергии снижается до 67 кВт*ч. (0,74 кВт/ч*м³).

Проанализировав рельеф трассы напорного нефтепровода перепад по высоте между ДНС-20с и УПСВ-3с составляет 35 м., нами был предложен вариант сброса попутной воды с существующих сепараторов. При переключении потока жидкости на УПСВ-3с, и остановки насосов, происходит самотечный сброс жидкости, с расходом 40 - 50 м³/час.

Для реализации данной технологии смонтирована линия сброса воды с БЕ-1 V=100м³ ДНС-20с на УПСВ-3с. На линии сброса установлен массовой расходомер СМФ-300, для учёта жидкости и нефти, регулирующий магнитный клапан, подключённый к системе телемеханики. При достижении межфазного уровня – 65 см в БЕ-1 клапан открывается, и вода сбрасывается самотёком на УПСВ-3с. При достижении межфазного уровня – 30 см. клапан закрывается. Таким образом, сброс воды на УПСВ-3с происходит с минимальным содержанием нефти в объеме 500-600 м³/сут. и 7-10 т/сут. по нефти. При этом управление ЦНС и перекачка жидкости с ДНС-20с на ДНС-10с осуществляется в обычном режиме, запуск от верхнего уровня 2,1м. и остановка от нижнего 1,2м.

До внедрения данной технологии удельный расход электроэнергии на перекачку жидкости по ДНС-20с, составлял 1,65-1,7 кВт*час/м³, после внедрении этот показатель снизился до 1,45-1,5 кВт*час/м³, за счёт сокращения объёма перекачиваемой жидкости насосными агрегатами. Снижение на 0,2 кВт*ч/м³ или 13 тыс. кВт*ч за месяц. Цикл работы насосных агрегатов сократился с 9 до 7.

Экономический эффект за счет сокращения затрат на эл.энергию составил – 346 тыс.руб. в год при капитальных вложениях – 172,8 тыс.рублей. Окупаемость в течении года. Чистый дисконтированный доход за 8 лет составит – 1 млн. 429 тыс.руб.

Внедрение данной технологии сброса жидкости на ДНС-20с позволило:

- сократить потребления электроэнергии на перекачку жидкости;
- сократить цикл работы насосных агрегатов;
- обеспечить сточной водой УПСВ-3с для подготовки под закачку в систему ППД.

По данной работе было подано рационализаторское предложение.

Установка УЭЦН двойного действия с возможностью контроля за качеством закачиваемой сточной воды

И.Н. Нуртдинов, В.А. Вячкилев (НГДУ «Джалильнефть»)

В настоящее время в условиях НГДУ «Джалильнефть» проблемой является эксплуатация высокообводненных скважин с обводненностью более 80%. Работа таких скважин обусловлена высокими затратами на добычу нефти, в связи этим для поддержания достигнутых уровней добычи и повышения рентабельности высокообводненных скважин, одно из решений это ввод в эксплуатацию установки ЭЦН двойного действия (НСДД), позволяющая за счет внутрискважинного гравитационного разделения нефти и воды осуществить одновременную откачку нефти с частью попутной воды в систему сбора и нагнетание попутной воды без подъема на поверхность в нижележащий пласт, с возможностью своевременного контроля за качеством закачиваемой воды.

С целью организации закачки для ППД и оптимальной выработки запасов по участку, пласту специалистами ТОРНМ, ТОДНГ и ТОППД была подобрана скважина для внедрения НСДД с закачкой попутной воды в нижележащий пласт. Опытный образец такой насосной системы двойного действия, разработанный "ТатНИПИнефть" смонтирован на скважине №17624.

Среди основных преимуществ этой технологии быстрый ввод в активную разработку участков, не обустроенных системой заводнения, увеличение нефтеотдачи за счет применения «родной» пластовой воды. Также отличительной особенностью данной системы является то, что при ее работе эксплуатационная колонна скважины всегда заполнена жидкостью до устья и находится под избыточным давлением.

Скважинное оборудование: пакер 1 разобщает продуктивный и поглощающий пласты пакер 2, установленный над продуктивным пластом, отделяет от него участок ствола скважины, в котором происходит гравитационная сепарация нефти и воды. С помощью разъединительного устройства пакер 1 соединен с хвостовиком пакера 2. коммутатор с помощью каналов сообщен с подпакерными пространствами пакеров 1 и 2. С промежуточной колонной коммутатор соединяется при помощи разъединительного устройства. Выше ЭЦН расположена распределительная муфта, которая соединена с каналом для воды. Отверстия в распределительной муфте обеспечивают поступление воды из межтрубного пространства в канал для воды.

Устьевая обвязка: содержит корпус с трубодержателем и кабельный ввод, выходящая из скважины гибкая труба герметизируется на устье устьевым сальником. Соединительный узел соединяет с помощью гибкого рукава гибкую трубу с линией отбора проб воды, на которой находится пробоотборник для отбора воды. Нефть из межтрубного пространства скважины и колонны НКТ поступает в нефтяную линию через дросельное отверстие штуцерной задвижки и далее через обратный клапан в нефтепровод. Обратный клапан исключает возможность поступления воды в зону расположения пробоотборника для нефти из линии для отбора проб воды, что предотвращает искажение показателей обводненности поступающей в нефтепровод продукции.

Устройство и работа: обводненная продукция из продуктивного пласта поступает в подпакерное пространство ниже пакера и по каналу коммутатора поступает промежуточную колонну, далее поступает в кожух из которого с помощью ЭЦН по колонне НКТ поднимается до переводника с отверстиями и попадает в межтрубное пространство, где на всем его протяжении от устья скважины до пакера 2 происходит гравитационное разделение жидкости продуктивного пласта на воду и нефть. За счет напора развиваемого ЭЦН, нефть по колонне НКТ и участку межтрубного пространства, расположенным выше переводника с отверстиями, поднимается к устью скважины.

Вода, имеющая большую, чем нефть, плотность, занимает межтрубное пространство ниже переводника с отверстиями. Нефть с некоторым количеством воды подается в нефтяную линию через штуцерную задвижку или нефтяную линию и штуцерную задвижку, при помощи которой ограничивают расход поступающей на ГЗУ жидкости. При этом в скважине создается избыточное давление, под действием которого отделившаяся от нефти вода из нижней части межтрубного пространства через канал коммутатора и хвостовик поступает в нижележащий поглощающий пласт.

Под действием этого же избыточного давления вода по каналу для воды поднимается к устью для отбора проб с целью контроля ее качества. Расход поступающей на ГЗУ жидкости увеличивают или уменьшают путем переустановки быстросъемных штуцеров задвижки с дроссельными отверстиями большего или меньшего диаметра таким образом, что бы в пробах воды содержания нефтепродуктов не превышало допустимой концентрации.

Выводы: сокращение объема перекачки жидкости до установки предварительного сброса воды и строительство водоводов; увеличивается нефтевытеснение на продуктивных горизонтах за счет пластовой высокоминерализованной воды; экономический эффект составил 17 млн. 977 тысяч рублей.

Способ освоения и эксплуатации скважин с высокой вязкостью продукции комбинированным применением нагревательного кабеля и капиллярной системы

К.В. Показаньев (НГДУ «Нурлатнефть»)

Одним из наиболее значимых факторов, осложняющих эксплуатацию ШСНУ, является высокая вязкость откачиваемой жидкости.

Скважина №11226 принята из бурения 17.03.2013 года. Динамическая вязкость эмульсии при 20°C, и обводнённости продукции 51 % составила 21 тыс. мПа*с.

При сопоставлении свойств нефти скважины №11226 и скважин Ашальчинского месторождения СВН, наблюдается схождение значений вязкости, а при сравнении свойств эмульсии, вязкость скважины №11226 превышает вязкость эмульсии скважин Ашальчинского месторождения СВН.

В процессе освоения из-за высокой вязкости продукции произошло два обрыва свабной манжеты. Для выполнения запланированного дебита по инвестиционной программе, спустили УШГН Ø57 мм на глубину 960 метров на НКТ Ø 89 мм. В процессе освоения наблюдалось периодическое зависание штанговой колонны. Поэтому с помощью РЭП производили рассхаживание штанговой колонны, уменьшая число оборотов электродвигателя. Однако желаемого результата это не принесло.

Совместно с институтом "ТатНИПИнефть" был проработан вопрос выбора реагента. Наибольший эффект по снижению вязкости наблюдается при добавлении растворителя «Интат». Также было изучено совместное влияние деэмульгатора и разбавителя на вязкость эмульсии скважины №11226. Дозирование в эмульсию 1,0 % Интата и 150 г/т Рекод 118А2/3 позволяет в 3,5 раза снизить её вязкость с 28000 до 8000 мПа*с.

При добавлении растворителя «Интат» в затрубное пространство с проработкой на закрытую циркуляцию, удавалось увеличить отбор жидкости до 30 м³/сут, но не более того. Из-за зависания штанговой колонны, и не получения необходимого дебита, было принято решение о вынужденном проведении ремонта.

Предлагаю спустить насос 275-ТНМ на глубину 900м на НКТ Ø 89 мм, хвостовик с фильтром ШГН с точкой отбора на глубине 1538 метров, штанги Ø25 мм сорт 1 «Д-супер», капиллярный скважинный трубопровод с внутренним диаметром 5 мм на глубину 1200 метров с подачей реагента во внутреннюю полость НКТ, нагревательный кабель СПКУ 3*10 вдоль НКТ на глубину 900 метров с максимальной температурой нагрева 102 °С, максимальной мощностью 60 кВт*час.

Совместно с инженерным центром и институтом "ТатНИПИнефть" была разработана программа проведения экспериментальных работ по освоению скважины и

выводу её на режим. В рамках программы необходимо достичь запланированные дебит и забойное давление на скважине, детально изучить КПД работы кабеля СПКУ 3*10 и подачи реагента, и на основании проведённых работ, дать предложения по освоению и эксплуатации скважин с аномально высокой вязкостью продукции.

Вязкость эмульсии на протяжении эксплуатации, в зависимости от содержания попутно добываемой воды увеличивалась, и достигала предельных значений 22,5 тысячи сСт. После внедрения предлагаемой компоновки ГНО, с удельным расходом 4-5 литров на 1 м³ жидкости производили подачу растворителя «Интат» с реагентом «Рекод» во внутреннюю полость НКТ на глубине 1200 метров. Параллельно использовали нагрев жидкости кабелем СПКУ 3*10, благодаря чему удалось добиться увеличения температуры на устье до 25-27°C. При этом можно отметить, что в пробах со скважины, значения вязкости эмульсии стали меньше, так как выделялась свободная вода, а связанной оставалось 2-3 %. Средний расход «Интат» составил 140л/сут. или 3,8л/м³. Средний расход электроэнергии по нагревательному кабелю составил 429 кВт*ч в сутки.

Преимущества предлагаемого способа освоения и эксплуатации скважины:

- Достижение в короткие сроки необходимых параметров работы скважины и вывод её на режим.
- Возможность беспроблемного запуска скважин после длительных остановок.
- Сокращение количества реанимаций по причине зависания колонны штанг.
- Снижение риска проведения ПРС по причине не оптимальной работы скважины.

Внедрение предлагаемой компоновки ГНО на скважине №11226 позволило произвести освоение и вывод её на режим с оптимальными параметрами работы.

По опыту внедрения на скважине №11226 по аналогичной схеме были освоены и эксплуатируются другие скважины, также осложненные высокой вязкостью продукции.

По расчету экономической эффективности ЧДД составил 31,862 млн. руб., индекс доходности 2,7, со сроком окупаемости менее года.

Предлагаю систематизировать процесс освоения и эксплуатации скважин с высокой вязкостью продукции на примере скважины №11226.

Исследование влияния напряженно-деформированного состояния на фильтрационные свойства карбонатных пород-коллекторов месторождений Республики Татарстан

М.М. Ремеев (институт «ТатНИПИнефть»)

Разработка карбонатных коллекторов месторождений Республики Татарстан (РТ) зачастую сопровождается снижением пластового давления. При этом происходит

изменение напряженно-деформированного состояния породы, которое может пагубно отразиться на фильтрационных свойствах пласта. Этим обусловлена актуальность вопроса по оценке степени ухудшения фильтрационных свойств пласта и учет этого процесса в геолого-гидродинамических моделях.

В работе приводятся результаты проведенных 15 лабораторных экспериментов на стандартных образцах керна карбонатных отложений месторождений РТ по изучению влияния снижения величин пластового давления на их фильтрационные свойства.

Испытуемые образцы были отобраны из 4 основных продуктивных отложений в карбонатных коллекторах РТ: каширский (3 образца) и верейский горизонты (4 образца), башкирский (4 образца) ярус Шегурчинского месторождения, а также турнейский ярус (4 образца) Красногорского месторождения.

Подготовка образцов к исследованиям проводилась традиционным способом, заключающимся в первоначальной экстракции растворителем для освобождения порового пространства от остаточных флюидов с дальнейшим определением проницаемости по газу и открытой пористости.

Эксперименты были проведены на установке УИПК-1М. В качестве тестируемого агента использовалась модель пластовой воды. Снижение начального пластового давления моделировалось путём повышения эффективного давления до максимального значения, соответствующего значению горного давления для исследуемого отложения. Эксперименты проводились как с поэтапным повышением эффективного давления, так и с дальнейшим его понижением до исходного значения. Оценивалось изменение проницаемости коллектора без влияния изменения свойств флюида за счет разгазирования.

На каждой ступени производилась закачка не менее 3 объемов пор модели пластовой воды с измерением перепада давления на концах образца и фактического расхода жидкости. Результаты измерений были использованы для расчета проницаемости образца по модели пластовой воды для каждого значения эффективного давления. Скорость фильтрации жидкости в течение всего эксперимента выбиралась равной 1 м/сут в пересчете на линейную скорость.

По результатам опытов делаются следующие выводы:

- Единой тенденции изменения проницаемости образцов коллектора по горизонтам (ярусам) карбонатных отложений при снижении пластового давления не прослеживается;
- В 5 экспериментах из 15 снижение начального пластового давления не повлияло значительно на абсолютную проницаемость образцов по модели пластовой воды. Такой характер изменений характерен для низкопроницаемых (плотных) образцов в каширском

горизонте (1 обр.) и турнейском ярусе (1 обр.) и для образцов со средними фильтрационными свойствами в верейском горизонте (1 обр.), и башкирском ярусе (2 обр.). Такое поведение может быть объяснено тем, что предел прочности пород превышает уровень деформационных напряжений, возникающих при увеличении эффективного давления в образцах;

– В 5 экспериментах снижение проницаемости происходило лишь при снижении пластового давления ниже критического значения. В 4 случаях критическая величина была на уровне 2 МПа, в одном случае на уровне 4 МПа. При этом, по-видимому, происходят процессы деструкции образца породы с изменением структуры поровых каналов, по которым происходит фильтрация флюида. При этом в каширском горизонте (1 обр.), в верейском горизонте (1 обр.) снижение проницаемости было ограниченным, а в турнейском ярусе (1 обр.) и в верейском горизонте (2 обр.) снижение проницаемости было кратным;

– Рассмотренные две группы образцов (10 обр. из 15) не показали существенного снижения проницаемости при текущих пластовых давлениях;

– Еще в 5 экспериментах наблюдалось постепенное снижение проницаемости начиная с небольших величин снижения пластового давления. К этой группе относятся 1 каширский, 2 башкирских и 2 турнейских образца. В этой группе при текущих пластовых давлениях уже произошло снижение проницаемости;

– Во всех случаях снижения проницаемости с падением пластового давления, произошедшее изменение необратимо, т.е. при восстановлении пластового давления проницаемость не восстанавливается.

Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей на продуктивных горизонтах Ромашкинского месторождения в процессе разработки

А.Э. Федорова (институт «ТатНИПИнефть»)

Ромашкинское нефтяное месторождение является первым и вместе с тем крупнейшим в России месторождением платформенного типа, на котором было впервые внедрено внутриконтурное заводнение. Ромашкинское месторождение по международной классификации относится к супергигантам и входит в первую десятку крупнейших месторождений мира. Открытие произошло в 1943 году, а его освоение на многие годы определило развитие всей нефтяной промышленности страны.

Для выбора эффективных средств воздействия на пласт и извлечения нефти из скважин необходимо осуществлять научно-исследовательскую работу по изучению

физико-химических свойств нефти. Вследствие изменения физико-химических свойств нефти в процессе разработки месторождения закономерно меняется эффективность тех или иных методов увеличения нефтеотдачи, уточняются технологии добычи нефти и поддержание пластового давления.

Изучение месторождения начиналось с конца 1950-ых годов. Большой объем данных, накопленных по длительно разрабатываемым месторождениям позволяет проанализировать изменения физико-химических свойств нефтей по годам и дать научную оценку происходящим процессам. Анализ, которому посвящена данная работа, был проведен по основным продуктивным объектам разработки Ромашкинского месторождения: девону (кыновский+пашийский горизонт) и карбону (бобриковский горизонт).

В качестве физико-химических показателей рассматривались следующие свойства нефти: давление насыщения, газосодержание, вязкость, плотность, содержание серы, парафинов, содержание легких фракций при 100, 200, 300 °С.

Вследствие большого объема исследований пластовой и разгазированной нефти Ромашкинского месторождения данные были сгруппированы по стадиям разработки (I – 1958-1962, II - 1975-1980 и III – 1996-2014 гг.), когда результаты изучения нефтей незначительно менялись на протяжении длительного времени.

Таким образом, физико-химических свойства пластовой и разгазированной нефти и специфика разработки конкретного месторождения влияет на выбор технологических параметров и промысловых сооружений, а также позволяет усовершенствовать систему разработки и повысить ее эффективность. Поэтому физико-химические свойства необходимо анализировать с начала эксплуатации продуктивной залежи объекта разработки.

Таким образом:

1. Существуют прямые и обратные закономерности влияния физико-химических свойств нефти друг на друга.

2. Сопоставление результатов исследования физико-химических свойств Ромашкинского месторождения по стадиям разработки указывает на тенденцию снижения давления насыщения, газосодержания и легких фракций в нефти при 100, 200 °С, при повышении значений плотности, вязкости и содержания серы, легких фракций в нефти при 300 °С.

3. Растворимость в воде компонентов нефтяного газа приводит к уменьшению газосодержания пластовой нефти в целом, что снижает давление насыщения.

4. Уменьшение содержания легких фракций нефти приводит к снижению содержания парафинов.

5. В процессе разработки месторождения нефть постепенно становится тяжелее.

Обоснование предельно-допустимых и оптимальных забойных давлений для карбонатных пластов (на примере турнейского яруса Красногорского месторождения)

К.Ф. Шипилова (институт «ТатНИПИнефть»)

Предельно-допустимые забойные давления имеют исключительное значение для эффективной выработки запасов углеводородов. Для добывающих скважин снижение забойного давления может привести к ухудшению фильтрационных свойств пласта в результате возрастания напряженного состояния коллектора, а при снижении ниже давления насыщения газом - вследствие разгазирования пластового флюида.

Методология определения предельно-допустимых давлений должна учитывать многообразие горно-геологических условий и их возможное изменение в процессе длительной разработки месторождений. Это обуславливает необходимость проведения исследований для различных типов коллекторов в рамках общего подхода, каковым являются гидродинамические исследования (ГДИ) скважин и пластов и исследования физико-химических свойств пластовых флюидов. В этой связи, в настоящей работе проведено комплексирование экспериментальных исследований скважин на установившихся и не установившихся режимах фильтрации с PVT исследованиями глубинных проб нефти.

Анализ динамики изменения пластовых и забойных давлений показал, что на начало 2013 года на всех рассматриваемых месторождениях турнейского яруса НГДУ «Ямашнефть» значения пластового давления на 32-68 % ниже начального, что превышает рекомендуемое РД снижение. Забойные давления в целом находятся в пределах допустимых значений. Давление насыщения для рассматриваемого объекта по данным КИС АРМИТС составляет 2,4 МПа. С учетом последнего, для проведения специальных ГДИ были выбраны две скважины Красногорского месторождения: № 12690, работающая при забойном давлении 2,3 МПа, т.е. близком к принятому давлению насыщения; № 12514, работающая с забойным давлением 7,7 МПа, много больше давления насыщения.

При ГДИ скважины № 12690 производилась запись давления на пяти различных режимах работы скважины с поэтапным уменьшением отбора жидкости для построения

индикаторной диаграммы (ИД) обратным ходом, от низких забойных давлений к высоким. На полученной ИД отсутствовала точка перегиба в области больших депрессий. Данный факт указывает на то, что не смотря на низкие значения забойного давления, скважина № 12690 работала выше давления насыщения нефти газом. Поэтому значение минимально допустимого забойного давления в этой скважине уточнить не удалось.

В связи с высокой кривизной ствола скважины, препятствующей прохождению пробоотборников на необходимую глубину по межтрубному пространству, отбор глубинных проб в скважине № 12690 оказался невозможным. В результате исследования глубинных проб со скважины № 12514, получено среднее значение давления насыщения - 1,34 МПа, которое оказалось значительно ниже принятого ранее.

Для выявления зависимости между дебитом скважины № 12514 и значением забойного давления при установившихся режимах эксплуатации были проведены специальные циклы исследований с выводением скважины на стационарный режим при установленном режиме работы насоса. Результаты выполненных исследований представляют собой запись давления при девяти различных режимах работы скважины. На основании этих данных построена ИД, по которой определено предельно-допустимое (критическое) забойное давление для турнейского объекта Красногорского месторождения - 1,31 МПа, что на 3% ниже давления насыщения, определенного по глубинным пробам. Начало отклонения ИД от прямой в сторону больших дебитов отмечается после 4 МПа. Следовательно, оптимальное значение забойного давления по турнейскому объекту Красногорского месторождения находится в интервале 1,31 – 4 МПа.

Следует отметить, что конкретные оптимальные значения забойных давлений должны приниматься для каждой скважины индивидуально на основании комплекса параметров: обводненности, прогноза динамики обводнения скважины, близости к ВНК, наличия выше- и нижележащих водонасыщенных пластов, гидродинамической связи с другими скважинами и прочих параметров. При этом не допускается снижение забойного давления для добывающих скважин ниже предельно-допустимого забойного давления.

Очевидно, что нефтяные залежи целесообразно эксплуатировать при давлениях, близких к начальному пластовому. В отсутствии возможности поддержания пластового давления на уровне первоначального, следует избегать снижения пластового давления для турнейского объекта меньше 10,65 МПа (0,88 - 0,90 от начального пластового). При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, признано целесообразным поддерживать на 10-20% выше первоначального.

Эти значения пластовых давлений можно считать оптимальными и необходимо придерживаться их при разработке залежей.

Эффективное использование водяных агрегатов на ЦСП

Р.Р. Каюмов, А.М. Сиразетдинов (НГДУ «Джалильнефть»)

Сточная вода с ЦСП сбрасывается на КНС-124,126,127 в объеме 4600-5500м³/сут. Вода откачивается двумя насосными агрегатами ЦНС-180, давление на выкидном коллекторе при этом составляет 22атм. Для соблюдения режима закачки ППД максимальный расход воды может составлять до 310м³/ч, во время которой эксплуатируются оба агрегата, таким образом происходит неэффективное использование второго агрегата, так как общая производительность двух агрегатов составляет 360м³/ч. Вследствие чего происходит увеличение потребления электроэнергии.

Цель работы:

1. Снизить затраты на потребление электроэнергии.
2. Увеличить межремонтный период насосных агрегатов.

Для решения данной проблемы мы предлагаем провести монтаж СРН (Станция регулирования насосами) на оба водяных агрегата и производить регулирование откачки сточной воды по давлению на выкидном коллекторе. При этом снизится давление в водоводе до 17-18атм.

СРН состоит из блок-бокса, укомплектованного системой поддержания микроклимата, в котором смонтирована аппаратура и шкаф управления. Станция регулирования насосами предназначена для управления асинхронными электродвигателями насосов в ручном или автоматическом режиме. Принцип работы СРН заключается в обеспечении возможности работы агрегата на выбор: от частотного преобразователя или от сети путем переключения соответствующих контакторов.

Режим работы от сети позволяет включать двигатель в обход частотного преобразователя (по байпасу) через отдельный автомат. Данный режим предназначен для функционирования в случае сбоя частотного преобразователя или проведения ремонтно-профилактических работ.

Управление производительностью СРН осуществляется с помощью изменения частоты вращения регулируемого насоса. Изменение частоты вращения производится изменением частоты и величины напряжения, подводимого к насосу электродвигателя. Также хотелось бы отметить, что с применением ЧРЭП при запуске агрегатов

минимизируются пусковые токи и уменьшаются обороты электродвигателя. Тем самым уменьшается нагрузка на насосы и увеличивает МРП.

По таблице видно, что с применением СРН сокращается потребление электроэнергии с 0,986 до 0,76 кВт/м³.

Таблица №1

Сравнительная характеристика насосных агрегатов

Дата	Объем перекачиваемой воды м ³ /мес.	Расход эл. энергии кВт/сут.	Удельный расход эл. энергии на перекачку кВт/м ³
Октябрь 2014	150469	148765	0,989
Ноябрь 2014	152236	149760	0,982
Декабрь 2014	151021	149859	0,987
Итого	151242	149461	0,986
После монтажа СРН			
Январь 2015	143967	111240	0,773
Февраль 2015	139246	104532	0,751
Март 2015	148395	116440	0,785
Итого	143869	110737	0,76

Экономия электроэнергии составляет в среднем 40-45 тыс. кВт в месяц. Внедрение СРН позволит получить экономический эффект 3371 тыс. руб. Индекс доходности – 3,1. Срок окупаемости 2 года 11 месяцев.

- Применение станции регулирования насосами на оба водяных агрегата позволит:
- снизить удельный расход электроэнергии.
 - добиться снижения давления в водоводе и увеличить производительность насоса.

К вопросу об изменении гидродинамических нагрузок на штанговую колонну в условиях формирования органических отложений

Д.Т. Исмаилова (Альметьевский государственный нефтяной институт)

В данной работе проведен анализ влияния формирования органических отложений на изменение гидродинамических нагрузок на колонну штанг на примере Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

При формировании органических отложений увеличивается вероятность обрыва штанг. Это может быть обусловлено изменением ряда параметров, в том числе уменьшением гидравлического диаметра и изменением физико-химических свойств нефти.

Проведены исследования перепада температур между поверхностью оборудования и потоком продукции скважин на интенсивность образования органических отложений и изменение вязкости нефти.

Исследования реологических характеристик нефтей проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN4.1. Кроме того, в работе использовалась специально сконструированная для исследования интенсивности образования органических отложений по методу «холодного стержня».

Были построены графики изменения вязкости нефти до и после формирования органических отложений при разных температурных градиентах с учетом интенсивности нагрузки, выражаемой через градиент среза.

По результатам экспериментов установлено, что формирование органических отложений приводит к увеличению вязкости нефти; наибольшее влияние на массу формирующихся отложений оказывает не абсолютное значение температуры, а температурный перепад между жидкостью и поверхностью, на которой формируются отложения; формирование органических отложений приводит к существенному увеличению (от 40 до 90%) гидродинамического сопротивления на колонну штанг.

Влияние термического воздействия на свойства АСПО

К.А. Латыпова (Альметьевский государственный нефтяной институт)

Борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти. Эффективность ряда методов удаления органических отложений с поверхности скважинного оборудования зависит от их механических свойств и определяющих эти свойства состава и структуры отложений, действующих межмолекулярных сил сцепления и величины адгезии с металлической поверхностью. В связи с этим исследование физико-химических свойств приобретает первостепенное значение. Вероятность возникновения осложнений после проведения ОПЗ при недостаточно высокой температуре нагрева, кроме ухудшения реологических свойств нефти, увеличения интенсивности органических отложений, определяется полнотой растворения и удаления отложений с поверхности, а также механической прочностью и ее изменением после проведения термического воздействия. В качестве оценочного показателя изменения механических свойств АСПО

была использована пенетрация. В качестве одного из способов оценки твердости отложений может быть принят ГОСТ 25771-83 «Метод определения пенетрации иглой».

Для исследования механической прочности промысловых парафиновых отложений использовались пробы АСПО. Образец АСПО – твердый, крошится, имеет пористую структуру.

Были проведены эксперименты по определению механической прочности образцов АСПО после термического воздействия. Результаты измерения механической прочности отложений со скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Изменение пенетрации АСПО после нагрева и последующего охлаждения

Начальная пенетраци я, ед.	Пенетрация, ед.		Пенетрация, ед.		Пенетрация, ед.		Пенетрация, ед.	
5	после нагре ва	после охлажде ния	после нагре ва	после охлажде ния	после нагре ва	после охлажде ния	после нагре ва	после охлажд ения
	30°C		40°C		50°C		60°C	
	6	5	18	6	17	6	15	4

Как видно из результатов исследования АСПО, наибольшее увеличение степени пластичности после нагрева наблюдается при температурах 40 и 50°C (в 3,6 и 3,4 раза, соответственно), после охлаждения механическая прочность при этих температурах несколько снижается, но не так значительно (в 1,2 раза). Нагрев образца при температуре 60°C приводит к увеличению пластичности в 3 раза, после охлаждения значение пенетрации уменьшается 1,25 раз, что свидетельствует об увеличении механической прочности после термического воздействия.

Увеличение пластичности после нагрева и охлаждения для исследуемых образцов АСПО обусловлено тем, что в исходном состоянии АСПО обладают некоторой пористостью и имеют развитую межфазную поверхность. При увеличении температуры усиливаются процессы массопереноса, происходит заполнение веществом пор между зернами и внутри зерен, что приводит к сокращению внутренней поверхности АСПО и уплотнению отложений.

Проведение технологических операций, связанных с температурным воздействием, может существенно повлиять на эффективность применения технологий удаления отложений. Для предотвращения негативного воздействия технологий ОПЗ, в том числе теплового воздействия, на интенсификацию процессов формирования АСПО на

поверхности нефтепромыслового оборудования необходимо выявление термодинамических параметров, не только интенсифицирующих формирование органических отложений, но и выявление интервалов температур, способствующих ухудшению их физических характеристик.

Клапан-отсекатель автономный КОА-108 для комплексной защиты пласта

Ф.А. Гималетдинов (ООО НПФ «Пакер»)

Ухудшение коллекторских свойств пласта и снижение производительности нефтяных скважин является серьёзной и распространённой проблемой нефтяной промышленности.

В настоящее время проблему сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и ремонта скважин без их глушения утяжелёнными растворами ряд нефтегазодобывающих компаний пытаются решать применением жидкостей глушения со специальными свойствами, а также установкой в эксплуатационных скважинах так называемых систем отсекаелей пласта различных конструкций. Применение жидкостей глушения оказывает негативное воздействие на коллекторские свойства пласта, такие как: поглощение жидкости глушения; длительный период освоения скважины; образование нерастворимых осадков в результате взаимодействия с пластовым флюидом; кольматация призабойной зоны; образование в пласте стойких водонефтяных эмульсии; снижение фазовой проницаемости для нефти; снижение дебита скважин и увеличение обводнения;

Эти задачи решаются применением клапана отсекаеля КОА-108 в составе компоновки.

Клапан-отсекатель КОА-108 устанавливается над пакером типа ПРО-ЯДЖ-О или ПРО-ЯТ-О и собранная компоновка спускается в скважину и устанавливается на заданной глубине.

Данный клапан предполагается использовать в компоновке 1ПРОК-КЗП

Компоновка позволяет:

1. Проводить ТРС без глушения;
2. Исключить кольматацию пласта;
3. Закрытие/открытие производится от гидростатического давления над клапаном;
4. Давление открытия/закрытия регулируется;
5. Проводить запись КВУ после остановки УЭЦН

Область применения:

– эксплуатация нефтяных, газоконденсатных и газовых обсаженных скважин.

Технологии применения пакеров с кабельным вводом

А.Э. Куницман (ООО НПФ «Пакер»)

Для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки актуальна проблема ремонтно-изоляционных работ, поскольку часто появляются проблемы не герметичности эксплуатационных колонн, за колонные перетоки и т.д.

Традиционные способы проведения ремонтно-изоляционных работ не всегда успешны по различного рода причинам (низкая приемистость изолируемого интервала или же, наоборот, сильное поглощение, водоотдача и т.д.). В подобных случаях на проведение РИР, в частности на установку цементных мостов или закачку полимеров традиционными способами, расходуются большие денежные средства, причем запланированный эффект достигается не всегда.

На сегодняшний день заказчики имеют возможность выбора технологии проведения ремонтно-изоляционных работ. Как показала многолетняя практика РИР, все они имеют как положительные, так и отрицательные стороны.

В ООО «НПФ «Пакер» для обеспечения качественного проведения технологических операций при текущем и капитальном ремонтах скважин разработана линейка оборудования.

Пакера с кабельным вводом позволяют быстро и эффективно решить проблему с не герметичностью скважин. Пакера П-ЭГМ, П-ЭМО и П-ЭМС предназначены для эксплуатации скважин электропогружным насосным оборудованием с интервалами негерметичности эксплуатационной колонны.

Пакера устанавливаются в скважине гидромеханическим и механическим способом, содержат специальное пакерующее устройство предназначенное для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны.

Пакера с кабельным вводом применяются в компоновках для изоляции негерметичности: 1ПРОК-ИВЭ-1, 2ПРОК-ИВЭГ-1, а так же в компоновках для одновременно-раздельной эксплуатации: 1ПРОК-ОРДЭШГ-1, 1ПРОК-ОРДЗ-1.

Технологии применения якоря трубодержателя и пакера трубодержателя и уменьшение эксплуатационных затрат благодаря данному оборудованию.

И.К. Тибаев (ООО НПФ «Пакер»)

ЯТ-О

Предназначены для создания опоры на стенку ЭК и фиксации нижней части колонны НКТ при работе с штанговыми глубинными и винтовыми насосами —

компенсация двустороннего осевого перемещения в ЭК, что увеличит производительность насоса

Автономная установка ниже насосного оборудования для предотвращения их полёта на забой

Применение ЯТ-О в компоновке ЯКПРО-ДПВ

Компоновка ЯКПРО-ДПВ предназначена для эксплуатации штанговых насосов. Позволяет зафиксировать УШГН и натянуть колонну НКТ. Тем самым исключить нагрузку на сжатие колонны НКТ при ходе плунжера вверх.

В результате имеем снижение нагрузки на балансир качалки, снижение нагрузки на штанги, снижение энергопотребления, увеличение заполнения насоса, увеличение МРП по причине истирания НКТ – особенно в скважинах со сложным профилем.

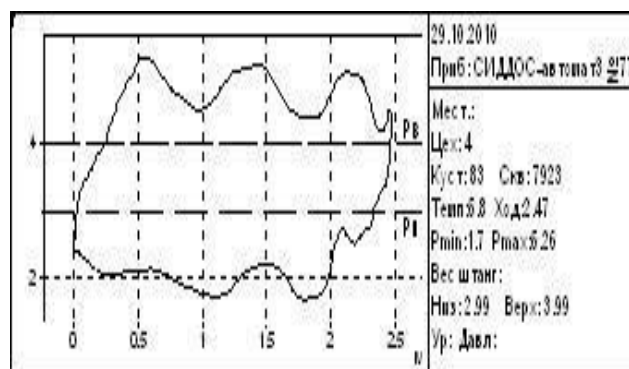
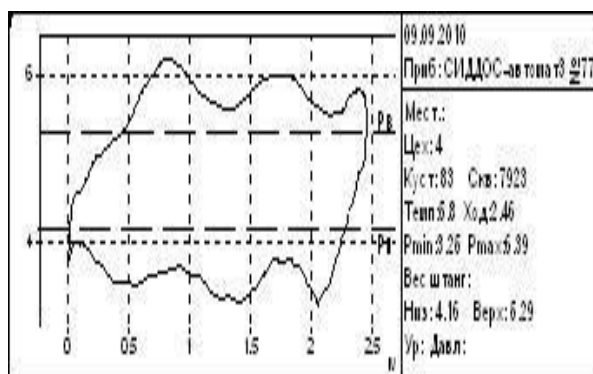
Данная технология не однократно испытана на скважинах и доказала свою эффективность.

Надо отметить что возможность применения данной технологии реализуема и в других пакерных компоновках с функцией трубодержателя.

На рисунках представлены динамограммы до и после внедрения компоновки ЯКПРО-ДПВ при натяжении колонны НКТ сверх собственного веса на 4 т.

До внедрения данной компоновки растяжение штанг составляло 0,7 м и максимальную нагрузку 6,39 т

После внедрения растяжение штанг 0,5 м и максимальную нагрузку 5,26 т.



Были проведены опытно-промышленные испытания компоновки ЯКПРО-ДПВ в ОАО "Белкамнефть". Где было установлено

- увеличение межремонтного периода на 50%
- увеличение коэффициента подачи на 10%
- увеличение эффективной длины хода плунжера на 7%

Применение пакера трубодержателя ПРО-ЯТ-О в пакерной компоновке ЯКПРО-ДПВ.

ПРО-ЯТ-О

Пакер - трубодержатель для эксплуатации с ШГН ШВН.

- ✓ механический двухстороннего действия герметичен при перепаде давления как сверху вниз, так и снизу вверх;
- ✓ возможность натяжения НКТ до 12 т после посадки пакера без нарушения герметичности;
- ✓ механизм предотвращения затекания уплотнительных элементов;
- ✓ успешно применяется в горизонтальных и наклонно направленных стволах с диаметром Э/К от 114 мм.

Применение ПРО-ЯТ-О в компоновке 1ПРОК-УОИВ

Компоновка 2ПРОК-УОИВ предназначена для изоляции негерметичности и эксплуатации насосного оборудования со связью с компоновкой.

Данная компоновка позволяет отказаться от ремонтных работ негерметичности, применять технологию гидрофобизации и защиты пласта, при эксплуатации УШГН натянуть колонну НКТ, тем самым увеличить КПД насоса, наработку, снизить эксплуатационные затраты.

Производить смену насосного оборудования без подъема пакерной компоновки.

Эффективность проведения ОПЗ методом свабирования нагнетательных скважин

М.А. Шакиров (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Целью современной системы ППД является обеспечение проектной добычи нефти с достижением максимально возможного коэффициента извлечения нефти при минимальных затратах. Одной из основных причин снижения приемистости является постепенное засорение фильтрующей поверхности пласта механическими примесями, солями и дисперсными частицами, приносимыми водой.

В ходе экспериментальных работ на ОС при помощи базы данных анализатора загрязнений «СТОК-101» было выявлено, что при стабильных технологических параметрах концентрация загрязнений также стабильна и находится в диапазоне от 20 до 50 мг/дм³ (рис а). При снижении высоты межфазного уровня в резервуаре концентрация загрязнений в сточной воде увеличивается до 160-170 мг/дм³ (рис. б).

Это объясняется двумя причинами:

- выделением растворенного газа при падении давления в отстойнике, связанном с периодической работой насоса;
- двух кратным ростом расхода очищаемой воды.

Для поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин проводят различные профилактические работы.

В связи с этим специалистами нашего НГДУ «Лениногорскнефть» была разработана новая технология по очистке ПЗП свабированием. Данная технология позволяет проводить очистку призабойной зоны пласта от механических примесей на скважинах с недостаточным пластовым давлением для излива.

Для повышения качества очистки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин от механических примесей и АСПО в скважину перед свабированием производится закачка расчетного объема водного раствора МЛ-81Б.

Из результатов анализа видно, что при свабировании с применением МЛ-81Б КВЧ в излитой жидкости достигает 673,8 мг/дм³. Извлечение загрязнений и продуктов реакции МЛ-81Б производится до чистой воды.

В 2013-2014 годах были выполнены опытно промышленные работы по очистке ПЗП методом свабирования с целью определения наименьших затрат для проведения успешного и эффективного свабирования.

На примере скважины 1 видно, что данная технология работает. Срок эффекта на 01.05.15 составляет 725 суток.

На слайде представлен расчёт объёма извлекаемой жидкости для проведения излива сваби́рованием. Он складывается из суммы внутреннего объёма НКТ внутреннего объёма эксплуатационной колонны, заключенный между башмаком НКТ и подошвой перфорированного пласта, а так же объёма перфорированного пласта, охваченного дренированием;

В процессе опытно промышленных работ были определены критерии для подбора скважин.

Стоимость проведения излива сваби́рованием для извлечения в среднем 24 м^3 жидкости составляет 66714 руб.

Срок окупаемости данной технологии излива сваби́рованием по сравнению с технологией ОПЗ гибкой трубой - в теч.квартала, чистая прибыль составляет – 651 497 руб. от ОПЗ на 1 нагнетательной скважине. Индекс доходности- 5.

Преимущества сваби́рования нагнетательных скважин

1. Данная технология применима на скважинах с ранее неуспешным проведенным изливом.
2. Весь процесс проведения сваби́рования производится без подъема ГНО
3. Невысокая стоимость технологии относительно ОПЗ гибкой трубой
4. Увеличивается МРП скважины

Выводы и предложения

1. Как способ очистки ПЗП – эффективна; продолжительность эффекта на 01.05.15 максимальная – 725 суток.
2. Повышения качества очистки призабойной зоны пласта достигается закачкой в скважину расчетного объема водного раствора МЛ-81Б
3. Данный метод могут использовать в других НГДУ ПАО "Татнефть".

Моим вкладом в эту работу является сопровождение проведения работ. Участие в изготовлении оборудования для сваби́рования (такие как: свабовая мандрель, свабовая корзина, которая ни где не применялась ранее, изготовление чертежей). Технология проведения излива сваби́рованием с применением МЛ-81Б является рационализаторским предложением, озвученная технология позволила сократить прямые затраты на проведение работ по очистке ПЗП, увеличила МРП на нагнетательном фонде. Учитывая эффективность технологии можно рекомендовать данную технологию и для других структурных подразделений ПАО "Татнефть".

Система оперативной передачи замеров по нагнетательным скважинам в КИС «АРМИТС»

*Р.А. Низамов (НГДУ «Лениногорскнефть»), Р.Ф. Сафин, С.В. Мухаметова
(ООО «ТатАСУ»)*

На сегодняшний день замеры по нагнетательным скважинам попадают в КИС «АРМИТС» после приезда технологической группы в цех поддержания пластового давления. С учетом удаленности и разбросанности скважин, контроль процесса баланса закачки воды осуществляется через несколько часов, а иногда на следующий день после снятия замеров. Для оперативного анализа и контроля закачки воды и для сокращения времени технолога ЦППД на ручной ввод данных по замерам нагнетательных скважин разработана и протестирована система приема, обработки и передачи замеров из смс-сообщений в КИС «АРМИТС».

Оператор по исследованию нагнетательных скважин, сняв замеры приемистости накладным расходомером и измерив манометром давления до штуцера и после штуцера, отправляет данные с помощью мобильного телефона на электронную почту. Далее информация автоматически поступает в базу данных КИС «АРМИТС» (Рис.1).

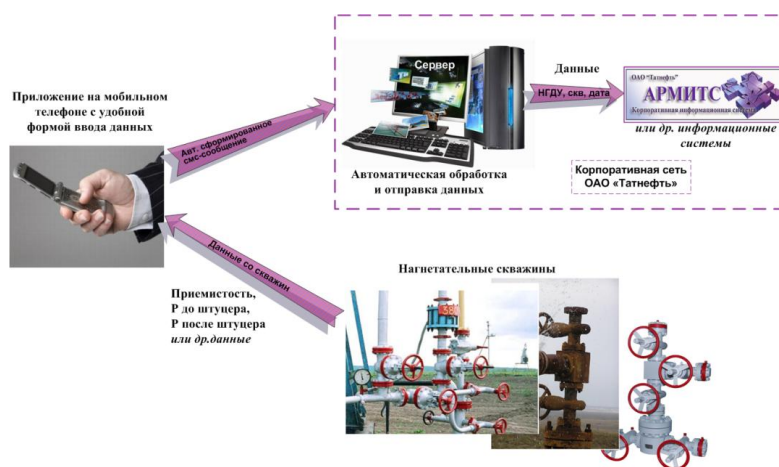


Рис.1. Система приема, обработки и передачи данных через смс-сообщения

Разработаны 2 варианта отправки смс-сообщений в КИС «АРМИТС»:

1. Отправка смс-сообщения на электронную почту с помощью разработанного смс-шаблона, при заполнении и отправке которого смс-сообщение с замеренными данными отправится на электронную почту, а затем данные отправятся в базу данных КИС «АРМИТС».

Пример смс-сообщения: telemetry@tatintec.ru "Zmr"

Скв=123456А;НГДУ=20;Цех=8;Дата=25.01.2012 16:00;Qж=2.2;P1=135;P2=95

2. Так как ввод смс-сообщения - трудоемкий процесс и при вводе возможны ошибки, разработан программный комплекс с названием «Накладные расходомеры». Разработанное приложение работает на платформе Java для мобильных устройств (J2ME). Приложение устанавливается на мобильный телефон. После запуска приложения, на экране мобильного телефона отобразится удобная форма ввода необходимых параметров. После ввода данных и нажатия кнопки «Отправить», приложение сформирует смс-сообщение и отправит его на электронную почту, а затем информация отправится в базу данных КИС «АРМИТС». Разработанное приложение позволяет осуществлять оперативный ввод замеров в удобной и доступной форме.

Экран формы ввода замеров представлен на рис.2.



Рис.2. Экран формы ввода замеров через телефон.

Таким образом, специалисты ЦППД получают возможность оперативного анализа замеров нагнетательных скважин, не дожидаясь приезда технологических групп.

Специалист ЦППД, не отвлекаясь на звонки оператору для уточнения замеров по интересующей его скважине и на ввод этих замеров в КИС «АРМИТС», сможет увидеть замеры по скважине в КИС «АРМИТС» практически сразу после их снятия. Таким образом, при защите режима и при рассмотрении геологических мероприятий по скважинам ускоряется процесс принятия решений.

Модификация разработанного алгоритма позволит помимо передачи замеров по нагнетательным скважинам производить передачу любых других необходимых данных через смс-сообщения. Данное техническое решение поможет осуществлять оперативный контроль за производственными процессами.

Применение пластовой воды в качестве жидкости разрыва при проведении процесса ГРП

И.Р. Ильясов (ООО "ТаграС-РемСервис")

Во время гидравлического разрыва пласта жидкость, несущая проппант, поступает в скважину под высоким давлением. После превышения давления разрыва, жидкость ГРП

инициирует образование трещины, растущей по мере закачки. Схема операции требует достижения заданной вязкости при заполнении трещины, поскольку это влияет на размеры трещины. Проппант остается в созданной трещине для предотвращения полного смыкания трещины и образования проводящего канала.

Вязкость геля, связанная с его способностью нести проппант, влияет на геометрию трещины и на потерю жидкости путем фильтрации в пласт. Удаление жидкости разрыва после ГРП из пласта выполняется путем уменьшения вязкости жидкости до минимума, достаточного для свободного истечения под действием пластового давления и сохранения проппанта в трещине. Уменьшение вязкости геля до начального состояния называется «разрушением» и вызывается соответствующими реагентами-деструкторами. В качестве деструктора используют органические окислители. В нагнетательных скважинах по причине закачки холодной воды, происходит процесс снижения пластовой температуры, что отрицательно сказывается на качестве разложения геля, поэтому существует проблема остаточной проводимости трещины в низкопроницаемом коллекторе.

Предлагается для повышения эффективности ГРП на нагнетательных скважинах применить технологию ГРП без применения полисахаридных полимеров. В качестве жидкости разрыва использовать пластовую воду нагнетательной скважины. В связи с низкой вязкостью воды основными критериями при выборе скважин являются:

- продуктивный горизонт должен быть сложен низкопроницаемыми терригенными коллекторами;
- хорошее сцепление цементного камня;
- отсутствие заколонных перетоков;
- наличие зумпфа-5-6 м.;
- диаметр эксплуатационной колонны не менее 146 мм.

Внедрение технологии ГРП на воде осложняется тем, что вода не имеет пескоудерживающей способности для транспортировки проппанта в пласт. В процессе проектирования ГРП на воде в программе Meyer при стандартных темпах нагнетания жидкости 2,5-3 м³/мин моделирование показывает преждевременное экранирование трещины на первых стадиях закачки, но при увеличении скорости закачки от 4 м³/мин экранирование трещины отсутствует.

С целью проведения опытно-промышленных работ 26.02.2015 на нагнетательной скважине № 13855 НГДУ «Ленингорскнефть» выполнен процесс гидравлического разрыва пласта с применением в качестве жидкости разрыва пластовой воды без добавления гелирующих реагентов. Закачено 10,0 тонн проппанта фракции 30/60 с

концентрацией 150 кг/м³. Средний темп закачки 4 м³/мин. Давления при закачке составили - Рн-580,0 атм., Рк-563,0 атм.

При проведении процесса ГРП на воде требуется большее количество насосов и емкостей по сравнению со стандартной технологией ГРП. Но за счет того, что не используются хим. реагенты для приготовления геля, стоимость процесса ГРП на воде снижается по сравнению со стандартной технологией в среднем на 85 тыс.руб.

Выполненная операция доказала принципиальную возможность проведения ГРП на воде с учетом геологических условий объекта ГРП и, как следствие, повышения эффективности ГРП на нагнетательных скважинах. Данная технология позволяет сохранить коллекторские свойства низкопроницаемых коллекторов и повысить приемистость нагнетательных скважин. Так, до ГРП приемистость скважины составляла 15 м³/сут при Р=150 атм. После ГРП приемистость 70 м³/сут при Р=130 атм. На 2015 г. запланировано проведение ОПР на 15 скважинах.

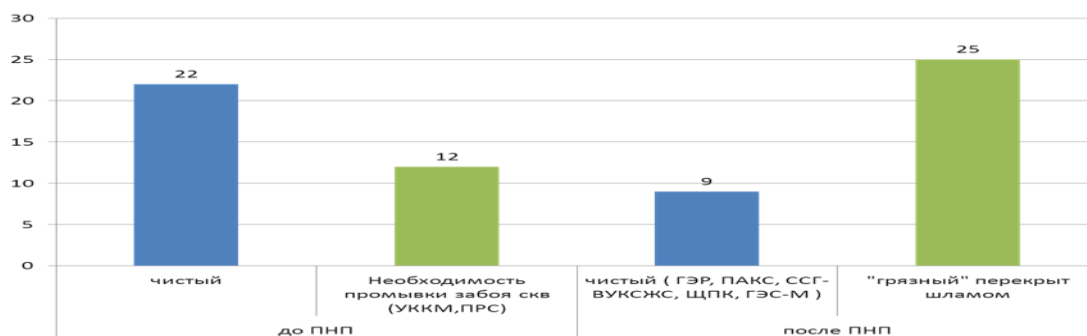
Анализ влияния методов ПНП на состояние забоев нагнетательных скважин

И.Р. Гизатуллин (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

В период с 2012-2014 года в ЦППД из действующего фонда (547 скв.) на 60 скв. (11 %) перекрытый забой. В связи с этим проделан анализ исследований состояния забоев нагнетательных скважин проведенных согласно графика периодичности в 2014г. после закачки различных хим. реагентов при выполнении работ по повышению нефтеотдачи пласта(ПНП) выявлено следующее:

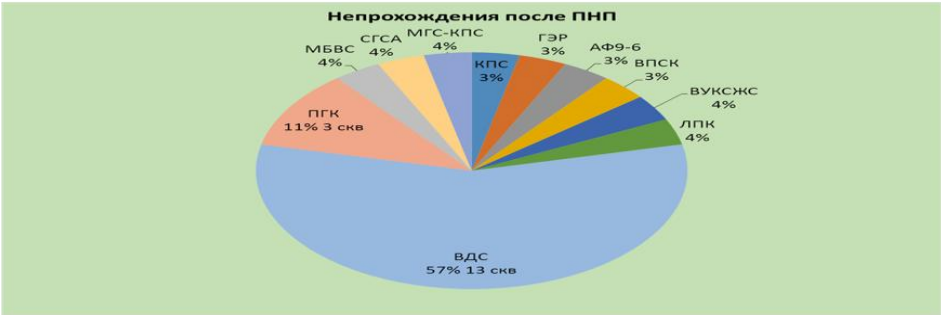
– из 34-х(75%) скважин на 22-х до проведения работ по ПНП забой чистый. На 12 скважинах есть необходимость промывки забоя скв (УККМ, ПРС) для проведения ПНП.

– после проведения работ по ПНП на 9 скважинах забой чистый, на всех остальных скважинах (25 скв.) забой перекрыт шламом с уменьшением или отсутствием зумпфа.

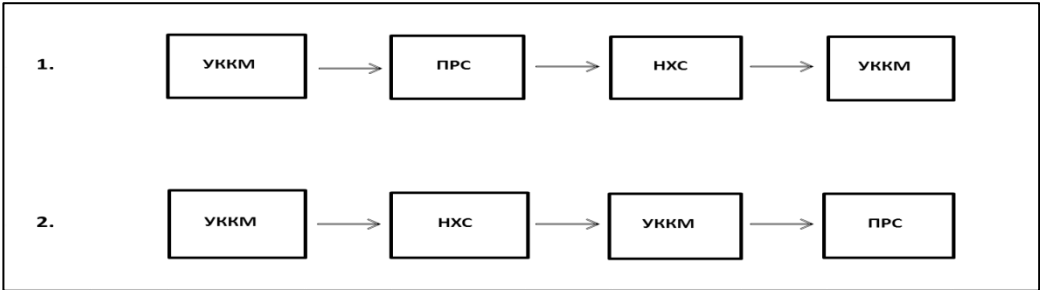


Далее я проделал анализ по распределению засоренности забоев по применяемым технологиям ПНП, после которых получили перекрытый забой. Наибольшее количество

приходится на технологию ВДС 57 % (13 скв.) и ПГК 11 % (3 скв.) из 25 скв., как наиболее часто применяемую, остальные технологии по 1 скважине.



Учитывая все выше изложенное, я рассмотрел возможность закачки ПНП непосредственно при ПРС, для не допущения подобных случаев и отразил это в экономическом эффекте. И воспользовался существующим на сегодняшний день алгоритмом проведения ГТМ на скважинах с перекрытым забоем в двух вариантах.



Исходные данные к расчету экономической эффективности

1	№ п/п	Показатели	ед.изм	Нормативная продолжительность эффекта, лет
				1
1	1	Эксплуатационные затраты	тыс.руб	
2	1.1	затраты (базовый вариант):	тыс.руб	9968
	1.1.1.	затраты УККМ	тыс.руб	6144
	1.1.2	затраты на ПРС	тыс.руб	3824
3	1.2	затраты (новый вариант):	тыс.руб	6373,20
	1.2.1	затраты на ПРС	тыс.руб	6373,20
4	2	Балансовая стоимость:	тыс.руб	0
5	3	Годовая норма амортизации	%	20,0%
6	4	Остаточная стоимость на начало года	тыс.руб	0
7	5	Ставка налога на имущество	%	2,2%
8	6	Ставка налога на прибыль	%	20%
9	7	Норма дисконта	%	10%

Расчет экономической эффективности

1	№ п/п	Показатели	ед.изм	Нормативная продолжительность эффекта, лет
				1
2	1	Капитальные вложения	тыс.руб	0
3	2	Выручка	тыс.руб	0
4	3	Эксплуатационные затраты	тыс.руб	3595
5	4	Амортизационные отчисления	тыс.руб	0
6	5	Остаточная стоимость на конец года	тыс.руб	0
7	6	Валовая прибыль	тыс.руб	3595
8	7	Налог на имущество	тыс.руб	0
9	8	Налогооблагаемая прибыль	тыс.руб	3595
10	9	Налог на прибыль	тыс.руб	719
11	10	Чистая прибыль	тыс.руб	2876
12	11	Сальдо суммарного потока	тыс.руб	2876
13	12	То же накопленное	тыс.руб	2876
14	13	Коэффициент дисконтирования	д.ед	1,000
15	14	Дисконтированное сальдо	тыс.руб	2876
16	15	Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	тыс.руб	2876
17	16	Срок окупаемости	лет	

Выводы и рекомендации:

- В РД по закачке ПНП включить обязательную прокачку скважины под высоким давлением (без штуцера)

2. Увеличить количество внедрений 2,5'' НКТ (взамен 2'' НКТ) для дальнейшего обеспечения качественной промывки скважин силами УККМ.
3. В РД по закачке ПНП включить обязательную промывку забоев скважин сразу после ПНП (силами УККМ, ПРС).
4. Рассмотреть возможность закачки ПНП непосредственно при ПРС, ТРС с последующей промывкой.

Исследование и контроль ликвидации заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах

Л.Г. Рахмаев (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Общеизвестно, что фильтрация жидкости в пласте описывается основным уравнением Дюпюи: $Q = P \cdot K \cdot S / \mu$. Значениями $K \cdot S / \mu$ можно пренебречь, и считать их за некоторое постоянное (const). Тогда уравнение примет вид: $Q = P \cdot \text{const}$

Анализируя корреляционно-статистические данные динамики работы нагнетательной скважины ($Q = f(P) \cdot C$), можно увидеть два основных поведения кривых (линия №1 и линия №2).

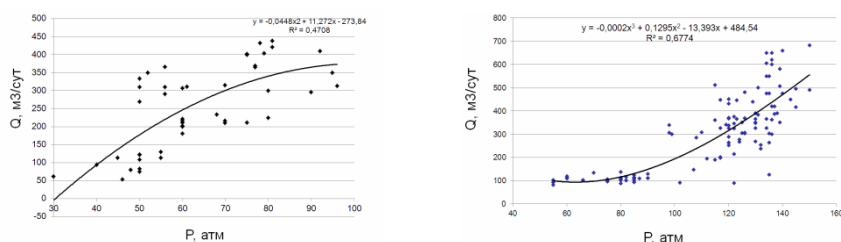


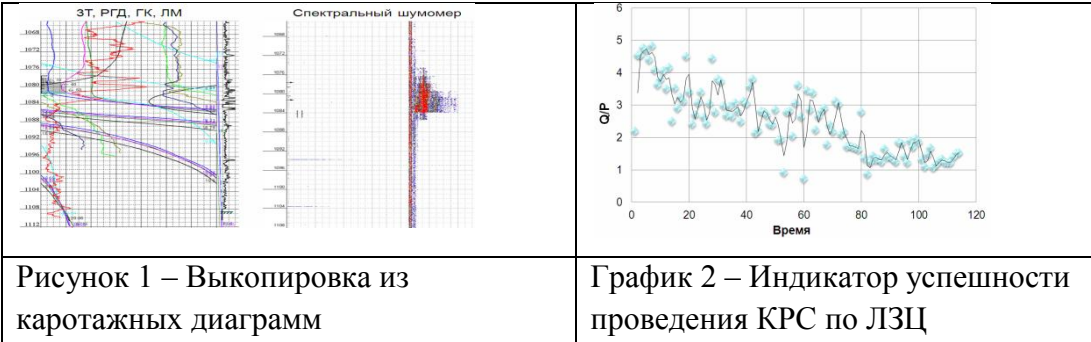
График 1 – Разновидности поведения линий тренда, описывающих корреляционно-статистические зависимости функции $Q = f(P) \cdot C$

Так как пласт имеет определенное гидравлическое сопротивление, характеризующееся различными параметрами: гидродинамическое совершенство скважины, ФЕС пласта, наличие или отсутствие заколонной циркуляции и т.д., линии тренда, характеризующие поведение статистических данных будут иметь вид №1 (слева) и №2 (справа).

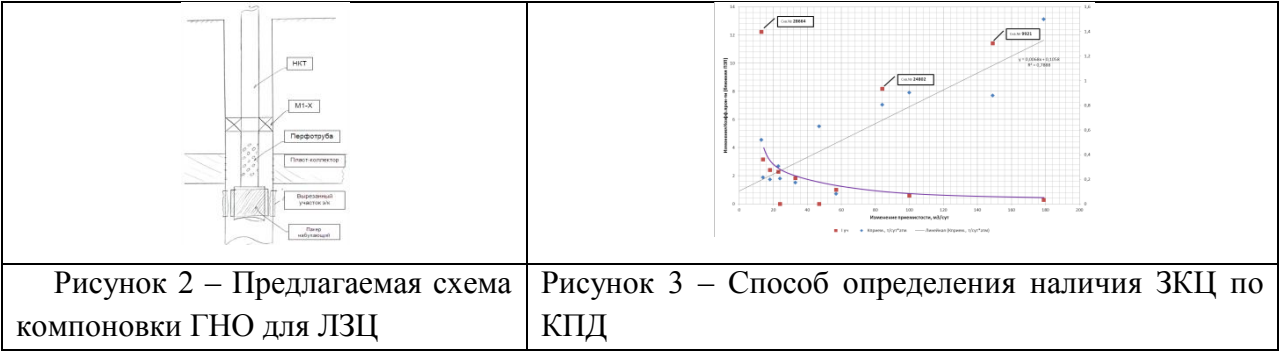
Линия тренда №1 характеризует участок нагнетательной скважины с хорошей гидродинамической связью между нагнетательной и добывающей скважинами. На самой нагнетательной скважине интенсивность фильтрации в заколонную циркуляцию низка. Участок отличается четкими изменениями пластовых и забойных давлений. Характерное выполаживание линии тренда объясняется наличием обратимого техногенного гидроразрыва.

Необходимо отметить, что для нагнетательной скважины, описываемую линией №1, даже при наличии подтвержденной заколонной циркуляции по ГИС, постановка бригады КРС по ЛЗЦ не целесообразна. Если циркуляция и существует, то лишь небольшая часть от всего объема закачки и не несет существенных потерь дебита скважин.

Нередко в случае снижения приемистости возникает необходимость прибегнуть к кислотным обработкам. В данном случае необходимо помнить, что кислота – это, в первую очередь, жидкость, которая фильтруется по каналу, обладающему наименьшее сопротивление. И если сопротивление горной породы больше сопротивления заколонного пространства, то возникает риск получения заколонной циркуляции (см. рисунок 1).



Линия тренда №2 характеризует скважину с заколонной циркуляцией, отсутствием какой-либо гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Здесь, как минимум, участок не производительной закачки. Данная скважина может служить кандидатом на КРС по ЛЗЦ. Для таких скважин, после обоснования их на экономическую целесообразность проведения КРС ЛЗЦ, необходимо также прибегнуть к условию эффективности проведения данного ГТМ: $k_{пр.пл} > k_{пр.з.п.}$: либо снизить сопротивление пласта, либо увеличить сопротивление фильтрации в заколонное пространство. Если для скважин пашийского горизонта эффективным способом ЛЗЦ является заливка цементным раствором, то для карбонатных отложений все усложняется наличием высокой проницаемости пластов-коллекторов. В таком случае считаю эффективным применение компоновки с набухающим пакером (рис.2).



Выводы и предложения:

- 1) Необходимо снижать долю применения кислотных обработок
- 2) Для обоснования целесообразности ЛЗЦ необходимо применять условие: $k_{пр.пл} > k_{пр.з.п.}$
- 3) Для ЛЗЦ в карбонатных коллекторах целесообразно применение компоновок с набухающими пакерами.
- 4) Для определения наличия ЗКЦ, можно использовать результаты КПД (рис.3).

Анализ методов по определению мест снижения пропускной способности водоводов на примере НГДУ «Джалильнефть»

Д.Л. Хафизов (НГДУ «Джалильнефть»)

На сегодняшний день значительная часть водоводов исчерпала установленный ресурс и вступает в период интенсификации потока отказов. Ясно, что только высокоорганизованная, оснащенная современными и эффективными технологиями и средствами система технического обслуживания и ремонта позволит обеспечить бесперебойность, экологическую безопасность и эффективность трубопроводных систем. От этого в значительной мере зависит решение вопросов охраны недр, контроля разработки нефтяных месторождений, обеспечение требуемых темпов закачки воды и отбора нефти.

В настоящее время в системе ППД НГДУ эксплуатируется 195,626 км подводящих водоводов сточной воды из МПТ, из них 117,689 км со сроком службы более 15 лет.

В последние годы на фоне роста числа некатегорийных отказов водоводов связанного со сроками эксплуатации, все чаще начали отмечаться дефекты, связанные с износом протекторной втулки МПТ в месте защемления трубы и полиэтиленовой оболочки.

Проведя сравнительный анализ порывности подводящих водоводов сточной воды из МПТ за период с 2005 года по 2014 год, можно отметить, что произошло 81 некатегорийных отказа, из них 59 отказа (72%) в зоне полевого сварного шва.

Это связано с тем, что при длительных сроках эксплуатации трубопроводов из МПТ происходит постепенное разрушение протекторных втулок, что приводит к постепенному отслаиванию внутренней полиэтиленовой оболочки. Ввиду циклической работы трубопровода процесс отслоения полиэтиленового покрытия нарастает, в конечном счете, это приводит к смятию полиэтиленовой оболочки и к уменьшению эффективного диаметра водовода.

В данной работе рассматриваются методы по определению мест снижения пропускной способности водоводов из МПТ следующими способами:

1. Суть первого метода заключается в «прогонке» внутри трубопровода на обследуемом участке поршня специальной конструкции, закрепленного на геофизической проволоке. Движение поршня в трубе осуществляется за счет избыточного давления, создаваемого передвижным насосным агрегатом. Во время движения поршня проводится контроль длины геофизической проволоки и изменения давления в зависимости от времени. Далее по полученным зависимостям длины кабеля и изменения давления по времени строятся графики. Недостатками данного метода являются: низкая маневренность «поршня». Необходима полная остановка и стравливание водовода, шурфовка и установка герметизирующего сальникового устройства. Неоднократное привлечение сварочной техники, партии геофизики для обследования не большого участка делает данный метод трудоемким и дорогостоящим.

2. Второй метод обнаружения дефектов основан на измерении абсолютного значения индукции магнитного поля непосредственно над трубопроводом. На практике часто встречаются такие ситуации, когда исследуемый трубопровод пересекает ЛЭП или другой трубопровод. В этом случае значение индукции магнитного поля также будет выходить за допустимые пределы, но на двухмерной диаграмме такие пересечения будут выглядеть также, как дефект. В этом заключается недостаток обследования МПТ магнитной съемкой.

3. Одним из наиболее простых и эффективных методов по определению мест снижения пропускной способности является шумометрия. Использование акустического течеискателя рассмотрен на примере обследования подводящего водовода протяженностью 1,8км.

При обследовании были обнаружены 2 точки с повышенным уровнем шума, т.е. ухудшенными пропускными способностями водовода, на участке протяженностью 111м. При вскрытии было зафиксировано смятие внутренней полиэтиленовой оболочки на первой точке и отказ протекторной втулки с наконечником привлечшее практически к полной закупорке на второй точке водовода.

Метод диагностики с помощью шумометрии и замены лишь участка подводящего водовода дает кратную экономию в сравнении с полной заменой трубопровода. Затраты на замену участка МПТ Ø273*9мм с использованием б/у труб в полевых условиях по вышеописанной технологии составили 495 тыс. руб. – что составляет всего лишь 5% от стоимости (5684 тыс. руб./км) полной замены трубопровода Ø273*9мм МПТК.

Диагностика водоводов по данной технологии и в таком объеме впервые примененный в нашем НГДУ, нашел одобрение со стороны ПАО "Татнефть". В 2015 году ремонт МПТ с заменой участков со сниженными пропускными способностями запланировано продолжить.

Таким образом с помощью шумометрии удалось в короткие сроки и со 100% точностью определить места сужения трубопровода. Обследование проводилось без остановки закачки и без привлечения дополнительной техники, что привело к минимальным затратам.

Совершенствование программного модуля как инструмент по снижению утечек на водоводах, негативно влияющих на окружающую среду

Р.Р.Сафиуллин, Л.А. Фазуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

Ежегодно в структурных подразделениях ПАО "Татнефть", вследствие разгерметизации нефтепромысловых трубопроводов, затрачиваются значительные средства на восстановление нарушенных земель и платежи сельскохозяйственным предприятиям за упущенную выгоду. Одним из основных методов предупреждения потрав из-за утечек и порывов водоводов, является своевременное их выявление средствами телемеханики.

Стандартным методом является сравнение двух часовых замеров с режимными данными. Данный программный комплекс имеет свои существенные недостатки:

- 1) недоработанность программы по выявлению на водоводах утечек и порывов.
- 2) зависимость от человеческого фактора .
- 3) ежедневная корректировка режима закачки по каждому водоводу по сумме расходов каждой скважине после утвержденного режима, что занимает достаточное количество времени и влияет на оперативность контроля за входящие сведения.
- 4) ежедневная корректировка уставок в ручном режиме при изменении режимов закачки.

Для решения вышестоящей проблемы начиная с 2013 года, специалистами ППД совместно с работниками РЦАП на базе АСУТП «Проток» был реализован новый программный модуль «Автоматическое обнаружение утечек воды из водоводов в системе ППД». Архитектура данной программы включает в себя следующие программные модули:

1. Модуль стыковки с базой данных ПТК «Анализ баланса».
2. Модуль стыковки с АРМ «Диспетчер ППД».
3. Мгновенный поток с контроллеров на АРМ «Диспетчер ППД (возможность отслеживание данных в режиме реального времени)

Отличительной особенностью данной программы является в получении сведений дискретностью в полчаса, в то время, когда все остальные информационные системы

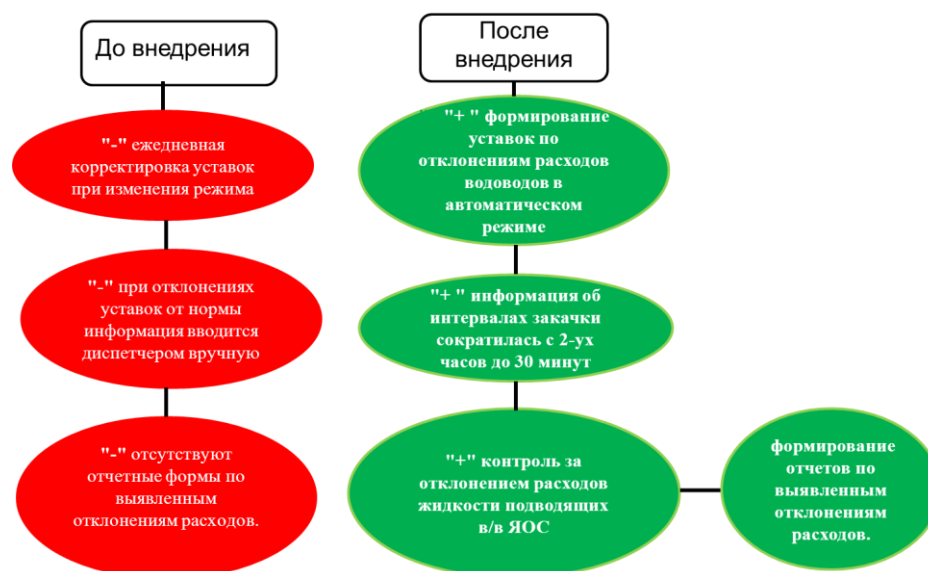
позволяли оценивать полученные замеры, только каждые два часа (двухчасовые замеры). Модуль решает задачу диагностики состояния водоводов по изменению величины расхода, для оперативного выявления утечек и порывов на них. Она выявляет аварийные ситуации путем анализа расходов по каждому из водоводов в оперативном автоматическом режиме с минимальным периодом, равным 30 минутам. Сокращение времени поступления информации было направлено на увеличение скорости проведения работ по оценке и анализу замеров для повышения оперативности выявления порывов.

По инициативе авторов (специалистов ППД), совместно со специалистами РЦАП доработан данный модуль утечек, в результате чего было:

- 1) внедрена возможность формирования уставок по отклонениям расходов водоводов в автоматическом режиме согласно предложенного нами алгоритма;
- 2) доработан модуль по части формирования отчетов об аварийных ситуациях по водоводам, для дальнейшего анализа специалистами цеха ППД, как в графической, так и в табличной форме.
- 3) добавлена форма «оперативный контроль баланса между расходами направлений очистных сооружений и агрегатов КНС». То есть, в автоматическом режиме сравниваются суммы расходов по водоводам одного направления ОС и суммы расходов на КНС данного направления. При достижении отклонения технологической уставки (5%) или аварийной уставки(10%) подается световой сигнал (розовый или красный соответственно).

Внедрение данного программного комплекса позволит снизить ряд эксплуатационных затрат заказчика. Дисконтированный срок окупаемости – менее 1 года. Чистый дисконтированный доход накопленный составит 2279 тыс. руб.

Таким образом, усовершенствованная система автоматического обнаружения утечек воды из водоводов не только отвечает стандартам и принципам ПАО "Татнефть", но и в целом повышается уровень экологической безопасности в Республике Татарстан.



Утилизация попутного нефтяного газа путем закачки водогазовой смеси в пласт

М.Р. Иктисамов, А.А. Бичурин (НГДУ «Ямашнефть»)

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) - направление, которому сегодня уделяется в ПАО "Татнефть" повышенное внимание. Ежегодно нефтяные компании в России (данные 2013 года) сжигают на факельных установках около 16 млрд.м³ попутного нефтяного газа. Таким образом, происходит потеря ценного энергетического сырья, а также при сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается до 400 тыс. тонн загрязняющих веществ, которые составляют 12-15 % от общего годового объема выбросов в России. Т.е. с 2012 г. все нефтегазодобывающие предприятия должны утилизировать до 95 % ПНГ. В НГДУ «Ямашнефть» данный показатель самый низкий по компании - 36,5%, тогда как в целом по компании он выполняется и составляет - 95,1%. Поиск и реализация технических решений это важная задача, стоящая перед инженерной службой предприятия.

Закачка газа в пласт обеспечивает более высокие темпы разработки, чем при заводнении. Согласно проведенным лабораторным экспериментам и опытно-промышленным испытаниям воздействие нефтяным газом на пласт позволяет добиться увеличения коэффициента вытеснения на 10-19% по сравнению с заводнением и получить конечную нефтеотдачу на уровне 70-80%. Водогазовое воздействие сочетает полезные особенности воды и газа: возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти из объема пористой среды с возможностью достижения относительно высокого коэффициента охвата.

Технология использования попутного газа из затрубного пространства нефтедобывающей скважины путём закачки в скважину для поддержания пластового давления с использованием эжекторных устройств.

С целью снижения затрубного давления предлагается способ решения проблемы связанной с накоплением и повышением давления газа в затрубном пространстве добывающих скважин, а так же его использования. Суть способа в сборе затрубного газа на кусту скважин и закачка его в пласт через систему поддержания пластового давления. Сбор и транспортировка попутного нефтяного газа от добывающих скважин до нагнетательных скважин осуществляется по трубопроводу. На устье нагнетательной скважины устанавливается устройство для откачки газа.

Экономический эффект достигается за счёт:

Увеличение продуктивности скважины за счёт увеличения депрессии на пласт и роста динамического уровня.

Увеличения надежности работы глубинно-насосного оборудования и увеличение межремонтного периода работы скважин.

Исключения затрат за сжигание попутного нефтяного газа. Объём попутного газа рассчитан в таблице.

Расчёт инвестиционной привлекательности проекта показал его окупаемость, при инвестициях в 160,0 тыс. рублей, дисконтированный срок окупаемости составил – 1,6 года, индекс доходности затрат составил – 1,44.

Технология использования попутного газа для эффективной разработки месторождений путем закачки в скважину для поддержания пластового давления с использованием насосов объемного типа.

Предлагается использовать следующую схему: на приеме винтового насоса объединяют две линии – газовую и водяную. В точке соединения водяной и газовой линий предпочтительно использование диспергатора. После винтового насоса водогазовая смесь поступает на устье, далее НКТ и пласт нагнетательной скважины.

На опытно-промышленную установку поступает продукция скважин в количестве 13-60 м³/сут, в т.ч. нефти около 3-10 т/сут. Среднесуточная откачка очищенной попутно добываемой воды в систему ППД составляет 10-50 м³/сут (показания расходомера «Взлет»).

Для контроля процесса отделения и очистки попутно добываемой воды, сепарации газа и эффективности работы отдельных элементов предусмотрены устройства для отбора проб водонефтяной эмульсии, попутно добываемой воды, предварительно обезвоженной нефти и попутного нефтяного газа.

Экономический эффект достигается за счёт:

Комплексного решения задачи по снижению затрат на транспортировку продукции скважин.

Исключения затрат за сжигание попутного нефтяного газа, в объёме 18,25 тыс.м³/год.

Расчёт инвестиционной привлекательности проекта показал его окупаемость, при инвестициях в 62,0 тыс. рублей, дисконтированный срок окупаемости составил – 1,9 года, индекс доходности затрат составил – 1,78.

Оптимизация энергозатрат в системе ППД, импорт замещение насосного оборудования

Д.С. Титов, М.Г. Гайнуллин (НГДУ «Елховнефть»)

Энергосбережение — одно из самых приоритетных направлений экономической политики современной России. Особняком стоит эта тема и для татарстанской нефтяной промышленности.

Основные месторождения республики находятся в поздней стадии разработки, характеризуются высокой выработанностью, трудноизвлекаемыми запасами и неуклонным ростом обводнённости продукции. В таких условиях нефтедобыча и система ППД являются самыми энергоёмкими областями нефтяного производства. Только на механизированную добычу нефти приходится более 50 % расходов всей электроэнергии, а на поддержание пластового давления в смете энергозатрат приходится порядка 31 %. К тому же необходимо учитывать и темпы ежегодной инфляции, и рост цен на энергоносители. Всё это заставляет инженерные умы мыслить по-новому, действовать по-иному, обеспечивая стабильную работу в условиях поздней стадии разработки.

В ПАО "Татнефть" принята "Концепция реконструкции и развития системы ППД на период 2011-2015 г.г.", в рамках которой масштабное внедрение новых технологий планируется проводить на основе технических решений, эффективных с точки зрения увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи при оптимизации энергозатрат на закачку рабочего агента.

Основным направлением развития системы поддержания пластового давления (ППД) в ПАО "Татнефть" на современном этапе является повышение эффективности функционирования этой системы, ориентированное на внедрение новых инновационных технических решений и технологий.

Среди перспективных решений при совершенствовании системы заводнения в новых условиях разработки месторождений Компании следует назвать:

- развитие систем межскважинной и внутрискважинной перекачки для отдельных участков, модернизацию существующих технологических схем;
- использование различных технологий одновременно-раздельной закачки воды в два и более продуктивных пласта с внедрением элементов интеллектуализации;
- применение предварительного сброса воды на наиболее удаленных участках месторождения, управление закачкой с определением объемов обратных перетоков;
- использование различных методов изливов, высокочувствительных и надежных средств учета расхода жидкости, регуляторов расхода и давления;
- применение частотно-регулируемых приводов (ЧРП), позволяющих вести автоматический контроль основных параметров работы оборудования с применением регуляторов расхода и давления и др.

Важной особенностью внедрения этих технологий является комплексность их использования на объектах системы ППД, что позволит достичь максимального коэффициента нефтеизвлечения и оптимизировать энергозатраты.

На данном этапе развития рыночных отношений характерно существенное повышение стоимости импортного оборудования в следствие чего импорт из ближнего и дальнего зарубежья сократился, появились новые российские конкурентоспособные предприятия. В связи с программой импорто замещения и указанием генерального директора ПАО "Татнефть" были рассмотрены возможности перехода с импортной продукции на отечественную. Было принято решение внедрить трехплунжерную насосную установку объёмного действия под названием СИН 46.03, отечественного производства завода изготовителя ООО «СИНЕРГИЯ» г. Пермь. Которая по техническим характеристикам ни чем не уступает насосному агрегату «WEPUKO» страна производитель Германия. На данный момент был подобран объект для внедрения вышеуказанного насосного агрегата без значительных капитальных вложений (т.е. установили в машинном зале с эксплуатирующимся насосным агрегатом в одном направлении в виде резерва) и проделаны работы по СМР и ПНР силами подрядных организаций. На сегодняшний день ведутся опытно промышленные испытания с выявлением фактических технических характеристик насосной установки. А так же подбираются следующие объекты НГДУ «Елховнефть», на которые возможно внедрение насосов СИН производительностью 1000м³/сут, для решения проблемных участков с низкой приемистостью скважин.

Оценка влияния нагнетательных скважин на добывающие для принятия решения по регулированию их режимов работы

С.И. Ильясов, Ш.К. Хазипов (НГДУ «Альметьевнефть»)

В настоящее время широкое распространение в нефтяной отрасли получили геолого-гидродинамические модели, которые при совместном использовании с программами предварительной обработки информации позволяют существенно сократить время для принятия решений при эксплуатации месторождений.

В 2013 г. в НГДУ введен в эксплуатацию программный комплекс «Анализ данных телеметрии нефтепромысловых объектов». Система создана в целях обеспечения обработки информации, поступающей с систем телеметрии, предоставления обработанных данных в виде визуального отображения и выявления схожести и взаимосвязей между изменениями параметров работы нагнетательных (расход или давление в линии ППД) и добывающих (дебит, время работы или пиковая нагрузка) скважин. На основе полученных данных производится математический расчет коэффициента «схожести» параметров работы нагнетательных и добывающих скважин. После расчета, программа вырисовывает, так называемые, вектора «схожести». Чем толще вектор, тем выше коэффициент и «схожесть» сигналов. Коэффициент «схожести» изменяется в пределах от 0 до 1. «0» – самая низкая схожесть, «1» – самая высокая. Если процессы на нагнетательных и добывающих скважинах взаимосвязаны, то их характеризуют схожие тенденции изменений параметров работы.

Однако по схожести сигналов не всегда можно корректно определять и устанавливать взаимовлияние скважин. Расчеты на более чем 20-ти участках показали, что лишь 50% объектов со схожими сигналами соответствуют исторической информации по динамике показателей работы нагнетательных и добывающих скважин. Данный фактор связан с тем, что высоко влияние так называемых «шумов», снижающих точность определений. Одним из примеров является – одновременная остановка скважин из-за отключений электроэнергии, например, в период грозы. Подобные моменты приводят к резкому росту коэффициента схожести.

Следующим этапом совершенствования программного модуля являлось повышения точности коэффициента схожести и снижения влияния внешних «шумов». Для этого участок разбит на крупные блоки, в центре каждого из которых располагается скважина. Внутри каждого блока производим сравнения произведений давления и расхода нагнетательной скважины с отбором жидкости и забойными давлениями добывающих скважин т.к. это наиболее адекватные и показательные для использования

параметры. Таким образом, был введен новый параметр – «Ранг коэффициентов взаимовлияний» который позволяет сравнивать параметры работы нагнетательных и добывающих скважин внутри блока.

Следовательно скважины могут быть отсортированы по величине гидропроводности, не получая при этом их абсолютных физических значений. По результатам проведенного анализа на участке нагнетательной скважины скв. № 1*****, был определен ранг коэффициента взаимовлияния по парам скважин.

Достоинством такого подхода является то, что за значительно меньший период времени будет производиться расчет коэффициента взаимовлияния для большего количества скважин по сравнению с ранее используемыми методами. Использование данного метода позволит более оперативно реагировать технологической службе на изменение параметров работы добывающего фонда и своевременно производить манипуляции на нагнетательных скважинах в зависимости от рангов коэффициента взаимовлияния.

На основе проведенных работ разработана блок-схема которая позволяет с применением программного продукта, установленного на компьютере технолога, геолога в короткие сроки принимать решения по регулированию объемов закачки и отбора добываемой жидкости.

Оценка автоматизации БГ в системе ППД

С.И. Ильясов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Для оценки целесообразности оптимизации парка приборов учёта в системе ППД открыт проект «Экономическая оценка возможности оптимизации парка стационарных расходомеров, смонтированных на БГ КНС». Основной целью проекта являлась экспертная оценка альтернативного варианта организации учета закачиваемого агента на КНС через БГ, а также возможности оптимизации затрат при эксплуатации стационарных приборов учёта. Проектом ставилась задача сравнительной оценки возможных рисков при переходе получения информации по замерам от двухчасовой дискретности к разовой в течение суток.

На сегодняшний день замер расхода перекачиваемой жидкости на водоводах БГ КНС производится стационарными электромагнитными расходомерами типа «Взлет ППД». Для оценки альтернативного варианта организации учета закачиваемого агента и сравнения его с существующим методом рассматривается вариант отказа от применения

стационарных расходомеров и получения информации по расходу путем разового замера в сутках переносным расходомером «КАТflow 200» с привлечением машиниста КНС.

На протяжении 10 рабочих дней машинистом КНС производился замер и передача информации по расходу жидкости по 9-ти водоводам БГ. По анализу полученных данных и сравнению показаний стационарного прибора и замера расхода жидкости переносным расходомером выявлено, что величина отклонения расхода между двумя способами составляют не более 10% и удовлетворяет условиям по контролю выполнения режима закачки и разработки в целом.

Вывод по первому этапу проекта:

Организация замера переносным расходомером «КАТflow 200» удовлетворяет условию качества и достоверности информации. При этом риски невыполнения режима, потери контроля и управления разработкой минимальны.

Вторым этапом реализации проекта являлся статистический анализ оперативности обнаружения разгерметизации (порывов) разводящих водоводов КНС ЦППД НГДУ в 2014 году, зафиксированных с помощью системы телеметрии. Способ определения порывов заключается в следующем.

Каждые 2 часа значения показания расхода жидкости на водоводах БГ, ВРП КНС по средствам телеметрии передаются в ПК «ПРОТОК», далее в КИС АРМИТС. Завышенные показания фиксируются в КИС «АРМИТС» в задаче «Отбраковка 2-х часовых замеров расхода жидкости», контролируемой диспетчером цеха.

Анализ оперативности обнаружения порывов по 2014 году выявил, что из 133 порывов разводящих водоводов 69% выявлено за счёт фиксации отклонений 2-х часовых значений расхода жидкости в системе телеметрии.

При существующем методе обнаружения порывов расчетное время от фиксации увеличения 2-х часового расхода жидкости до закрытия водовода и подключенных скважин составляет 6 часов. Для способа организации учета с периодичностью один раз в сутки, примем наихудший сценарий и предположим, что, порыв произошёл через час, после разового замера и будет обнаружен на следующие сутки, то есть через 23 часа. Таким образом, время разлива жидкости составит 29 часов. Выплаты на ликвидацию загрязнений окружающей среды, принятые на основании расчета, составляют 142 тыс. руб., а для расчёта принимаем увеличение площади разлива пропорционально увеличению времени обнаружения порыва, то есть 4,8 раза и, соответственно, на столько же увеличиваются экологические выплаты, которые в этом случае составят 681 тыс. руб.

Источником эффективности мероприятий по отказу от стационарных расходомеров, смонтированных на БГ КНС являются:

1. Отказ от задвижки на БГ, отсекающей прибор учёта – 27,8 тыс. руб. (в среднем по БГ 5 задвижек) - 139 тыс. руб.
2. Снижение затрат на обслуживание расходомеров одной БГ сервисной организацией (в среднем принято оснащённость БГ пятью расходомерами «Взлёт ППД») - 48 тыс. руб.

Дополнительными затратами при переходе на суточный замер являются:

1. Увеличения выплат на ликвидацию загрязнений почвы в сравнении с 2014 годом составят $681-142=539$ тыс. руб. По статистике 2014 года 3 порыва на 1 КНС и увеличение затрат на возмещение ущерба по одному КНС составят 1 млн. 617 тыс. руб.
2. Покупка, обслуживание переносного ультразвукового расходомера «KATflow 200» - 538 тыс. руб.

Как видно из результатов расчётов оптимизации парка приборов учёта в системе ППД приведёт к убытку более 1 млн. рублей в год.

Вывод по второму этапу проекта:

Переход способа организации учета закачиваемого агента в системе ППД с двухчасовых замеров к разовым в течение суток приведёт к ухудшению оперативности обнаружения и ликвидации порывов, что в свою очередь приведёт к увеличению экологических платежей, а также создаст риск увеличения судебных издержек во взаимоотношениях с землепользователями.

Повышение эффективности эксплуатации скважин по технологии ОРД и З

Р.М. Афлятунов (УК ООО «ТМС групп»), Ш.К. Хазипов (НГДУ «Альметьевнефть»)

В настоящее время на скважинах ведущих Российских нефтяных компаний, в том числе и ПАО "Татнефть" Широкое распространение получило внедрение технологии одновременно-раздельной добычи нефти и закачки жидкости – технология ОРД и З.

По состоянию на 01.05.2015г. на скважинах НГДУ ПАО "Татнефть" эксплуатируется уже 172 скважины, наибольшее количество скважин по данной технологии эксплуатируется в НГДУ «Азн», «ДН», «ЛН», АН».

Не смотря на доказанную эффективность в эксплуатации скважин по технологии ОРД и З, данная технология имеет ряд проблем и недостатков.

Проблема №1 – это длительность проведения ремонта скважины при внедрении или извлечении технологии ОРД и З. Средняя продолжительность внедрения технологии ОРД и З на пяти последних скважинах НГДУ ПАО "Татнефть" составляет 138 часов, при средней продолжительности ремонтов по ПАО "Татнефть" в 85 часов (увеличение на 62% от средней продолжительности ремонтов).

Проблема №2 – это увеличение аварийности глубинно-насосного оборудования при внедрении или извлечении технологии ОРД и З. На рисунке 1 представлена динамика аварийности ГНО на скважинах НГДУ «Альметьевнефть» в период с 2008 по 2014гг.



Рисунок 1. Динамика аварий ГНО на скважинах ОРД и З НГДУ «Альметьевнефть» 2008-2014гг.

Причины аварийности ГНО на скважинах ОРД и З НГДУ «АН» за 2014г. – 6 случаев – срыв резьбы стеклопластиковой НКТ компоновки длинной колонны НКТ и 1 случай – не возможность сцепления пакера с овершотом при стыковке длинной колонны НКТ к пакеру.

Необходимо отметить, что в длинной колонне НКТ компоновки ОРД и З, на интервале зоны добывающего пласта (ниже параллельного якоря и выше пакера эксплуатируются стеклопластиковые НКТ (СП НКТ) обладающие низкой теплопроводностью. Данные СП НКТ устанавливаются в зону добывающего пласта для исключения охлаждения добывающего пласта от температуры закачиваемой жидкости в нагнетательный пласт, тем самым защищая добывающий пласт и короткую колонну НКТ (по которой проводится подъем жидкости из добывающего пласта от образования и отложения АСПО.

Проанализируем причины возникновения каждой из указанных проблем.

При рассмотрении последовательности проведения внедрения технологии ОРД и З в скважину видно, что самыми длительными операциями являются внедрение пакера в скважину – так как спуск пакера проводится на технологических НКТ (дополнительная операция СПО НКТ) и внедрение длинной колонны НКТ, так как на данном этапе проводится спуск СП НКТ длиной 500м в ручную и спуск НКТ 48мм длиной 1500м.

При рассмотрении причин аварийности ГНО на скважинах ОРД и З видно, что в процессе извлечения пакера (в результате прикипания пакера к колонне, либо не срабатывания овершота во время отстыковки длинной колонны от пакера) происходит рост нагрузок на длинную колонну (свыше 12 тонн), в результате СП НКТ не

выдерживают данную нагрузку и происходит срыв резьбы СП НКТ (так как допустимая растягивающая нагрузка на СП НКТ до 10 тонн.

Для решения всех обозначенных проблем, мы предлагаем изготовить термоизолированные НКТ. Данные НКТ изготавливаются из металлической НКТ (диаметром как 48мм так и 60мм) и стеклопластиковой НКТ. Данные термоизолированные НКТ обладают механическими свойствами соответствующим металлическим НКТ и обладают низкую теплопроводность соответствующую стеклопластиковым НКТ.

Таким образом, внедрение термоизолированных НКТ дают возможность:

- 1) Проводить внедрение пакера одновременно с длинной колонной;
- 2) Проводить посадку и срыв пакера под нагрузкой до 22 тонн;
- 3) Обеспечивают необходимую термозащиту добывающего пласта от низкой температуры закачиваемой жидкости.

Экспериментальное внедрение термоизолированных НКТ проведено на скважине НГДУ «АН» №21024. Полученный результат: аварий и повторных ГНО при внедрении не допущено, продолжительность ремонта снижена на 32%. Экономический эффект от внедрения данных НКТ для ПАО "Татнефть" составит более 1,9 млн.руб. в год.

Регулирование закачки пара на паронагнетательных скважинах без средств замера по перепаду давления

А.Э. Хаметов (НГДУ «Нурлатнефть»), А.М. Шарафиев («Инженерный центр»)

На сегодняшний день одним из приоритетных направлений нашей Компании «Татнефть» является разработка месторождений сверхвязкой нефти (СВН). Реализуя данную задачу, специалисты Компании проводят большой комплекс технических мероприятий, которые включают в себя создание мощностей газо-, теплоснабжения, добычи, подготовки и транспортировки СВН. При этом немаловажной задачей является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат.

С целью сокращения затрат по Ашальчинскому месторождению СВН были проведены работы по оптимизации обвязки паронагнетательной скважины. До проведения оптимизации, счётчик пара устанавливался на обеих колоннах («пятка» и «носок») паронагнетательной скважины. Учёт объёма закачки пара осуществлялся по отдельному счётчику, который устанавливался на каждой колонне. Существенным недостатком данной конструкции являлись относительно высокие затраты при обустройстве и

обслуживании скважины (более 664 тыс. руб. на оборудование КИПиА (счётчики пара, датчики давления, датчики температуры)).

После проведения оптимизации обвязки паронагнетательной скважины счётчик учёта объёма пара устанавливался на подводящем паропроводе, что в свою очередь снизило затраты на обустройство и обслуживание оборудования.

С целью изучения зависимости приемистости от устьевых давлений и регулирования объёма закачки пара по каждой колонне паронагнетательной скважины без средств замера, была разработана инструкция, регламентирующая требования к обвязке устья, техники безопасности при выполнении работ и порядок действий при исследовании скважин. После чего были проведены опытно-промышленные работы на паронагнетательном фонде Ашальчинского месторождения СВН.

На основе данных, полученных при исследовании скважин, были построены графики приёмистости каждой колонны («пятка» и «носок») паронагнетательных скважин в зависимости от устьевых давлений.

С целью хранения, анализа и дальнейшего использования в работе, полученные в ходе ОНР данные были внесены в базу данных КИС «АРМИТС» в специально разработанный модуль «Индикаторные исследования» в разделе «Контрольные замеры».

По окончании проведения опытно-промышленных работ по регулированию объёма закачки пара по перепаду давления на устье скважины можно сделать следующие выводы:

- метод учёта, регулирования объёма закачки пара по устьевому давлению выполним и может быть использован на всех паронагнетательных скважинах месторождений СВН;
- зависимость приёмистости от устьевого давления на направлениях «пятка» и «носок» для каждой скважины индивидуальны;
- с целью изучения срока действия результатов исследований скважин, и дальнейшей наработки практического опыта по регулированию закачки пара без средств учёта необходимо проводить повторные исследования как на существующем, так и на вновь вводимом фонде скважин.

Технико-экономические показатели проекта:

Затраты на внедрение: 152,5 млн. руб.

Эксплуатационные затраты: 3 млн. руб.

Чисто-дисконтированный доход: 31,5 млн. руб.

Индекс доходности: 1,49

Срок окупаемости: менее года

Регулирование объёма закачки пара по перепаду давления (без средств замера) позволит:

- Упростить обвязку скважины;
- Сократить материалоемкость;
- Снизить капитальные затраты в пределах 224 тыс. руб. по каждой скважине;
- Сократить эксплуатационные расходы на обслуживание оборудования КИПиА.

Оптимизация системы ППД путем использования энергоэффективных насосных агрегатов

Я.И. Бакалов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Благодаря конструктивным особенностям плунжерных насосов СИН-50 «Синергия» г. Пермь их производительность не зависит от напора. Поэтому объемные насосные установки имеют ряд преимуществ по сравнению с центробежными: высокий КПД (до 88%), небольшой удельный расход электроэнергии (до 4 кВт*ч), широкий диапазон работы.

Наличие в комплектации насоса ЧРЭП дает возможность насосному агрегату работать: в режиме регулирования по заданной производительности и по заданному давлению.

Для внедрения СИН-50 был выбран КНС-N. Установка позволит гибко выполнять режим закачки, а также снизить удельный расход электроэнергии с 9,2 кВт*ч до 4,2 кВт*ч.

Общая стоимость проекта замены составляет 10 млн. 526 тыс. рублей. При этом экономия затрат на электроэнергию на данном КНС составит 4,5 млн. рублей в год. Экономический расчет эффективности показывает, что дисконтированный срок окупаемости насоса с начала его работы составляет менее 4,5 лет, индекс доходности-1,466.

Замена всех насосов ЦНС в фонде ЦППД НГДУ, постоянно или периодически находящихся в работе (17 шт.), позволит добиться экономии электроэнергии в год до 30 млн. кВт, экономия денежных средств при этом составит 72,5 млн. рублей.

Таким образом технико-экономическое обоснование проекта замены насосного агрегата ЦНС на насосный агрегат СИН-50 на примере КНС-N НГДУ позволяет предложить аналогичную замены и на других КНС ПАО "Татнефть".

Моим вкладом в эту работу является измерение всех рабочих параметров КНС в фонде ЦППД, а также подбор объектов для внедрения насосного агрегата СИН-50.

Таблица зоны применимости средств измерений расхода воды, эксплуатируемых на объектах ППД ПАО "Татнефть"

Л.А. Павлова (ООО «ЦМР»)

В соответствие с новыми технологиями закачки жидкости в пласт, требованиями по снижению энергозатрат, потерь в ППД, безопасности ведения технологических процессов, защиты окружающей среды, организации учета закачиваемой жидкости в пласт и соблюдению технологических процессов, нормативных документов, а также с износом средств измерений (*далее по тексту – СИ*) и срока эксплуатации СИ, превышающего установленного заводом-изготовителем, применяемых на объектах ПАО "Татнефть", существует потребность в определении технической политики в области учета расхода воды с учетом физико-химических свойств измеряемой жидкости.

В связи с вышеизложенным проведен анализ работы ООО «Татинтек» в период с 2012 г. по 2014 г. (опыт эксплуатации существующих СИ; проведение испытаний; разработка нового СИ «Резонанс» (ООО «Татинтек»)) и сформирована таблица зоны применимости СИ расхода воды, эксплуатируемых на объектах ППД ПАО "Татнефть".

Для выстраивания четкого, отлаженного алгоритма подбора СИ расхода жидкости и поддержания актуальности сформированной таблицы, считаю необходимым продолжить:

1. Анализ работоспособности эксплуатируемых СИ;
2. Поиск новых и надежных СИ;
3. Испытания и исследовательскую деятельность других типов расходомеров.

Ранее в области измерения расхода воды в системе ППД ПАО "Татнефть" приняты следующие решения:

1. В точках учета сточной и пластовой воды со скоростью потока более 0,22 м/с применять вихревые расходомеры типа СЖУ (модернизированные СВУ);
2. Для учета обратных перетоков и в точках учета воды со скоростью потока ниже 0,22 м/с применять ультразвуковые расходомеры врезного, фланцевого или сэндвичного исполнения.

Проблемы в призабойной зоне пласта при ГРП на нагнетательных скважинах и пути их решения

С.П. Александров (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Гидравлический разрыв пласта, требует грамотных математических расчетов, достоверных геолого-технических данных, опытных специалистов, жесткой технологической дисциплины и, даже выполняя все эти требования, не каждая операция

доходит до логического конца, т.е. не весь расчетный расклинивающий материал (проппант) закачивается в скважину. Среднее давление разрыва при ГРП на нагнетательных скважинах по отношению к 2005 году выросло на 90 атм., это говорит нам о росте количества объектов с низкопроницаемыми и сильнорасчлененными коллекторами. Поэтому сегодня актуальны работы по совершенствованию и повышению результативности применяемых технологий. На первое место мы ставим перед собой задачу расширения номенклатуры ГРП на нагнетательных скважинах и совершенствование имеющихся технологий.

На сегодняшний день на многих площадях мы сталкиваемся с такими проблемами, как не прохождение проппантной пачки через интервал перфорации. Причинами которых являются:

1. Нагнетательные скважины кольматируются из-за некачественной системы подготовки закачиваемой воды и происходит расчленение пласта, что в свою очередь не дает эффективно развиваться трещине ГРП.
2. Несоответствие направления перфорационных отверстий максимальному напряжению по породе (направлению развития трещины).
3. Большой угол наклона скважины в продуктивной зоне.
4. Многотрещинность (несколько конкурирующих трещин).

Отсутствие достаточной гидродинамической связи может быть вызвано как плохим состоянием перфорационных отверстий, так и проблемами в ПЗП (загрязнение нагнетаемой водой). Все эти причины проявляются одинаково - увеличением давления обработки при прокачке через интервал перфорации смеси с нарастающей концентрацией проппанта от 120 до 200 кг/м³, а именно рост устьевого давления. Например, на нагнетательной скважине № 28643 НГДУ «Азнакаевскнефть» уже на этапе тестовой закачки, получен технологический «Стоп».

Для решения этой проблемы на этапе проектирования в программе трехмерного моделирования гидравлического разрыва пласта – Майер, дизайн составить с применением технологии дренирования и закачки двух пробных пачек проппанта. Как видно, из рисунка 3 после учета всех имеющихся проблем получаем успешно выполненный процесс на этапе дизайна.

Затем по плану обработки на основе входных данных полученных в программе Майер провели на первом этапе тестовой закачки технологию дренирования, первая стадия дренирования – отсутствие гидравлической связи с пластом, на последующих же стадиях наличие гидроударов. Это свидетельствует о наличии связи с пластом.

После того как получили связь с пластом, необходимо снять эффект извилистости, для того чтобы увеличить канал ограничивающий закачку проппанта путём создания эрозии в ПЗП. Для этого на втором этапе тестовой закачки применили закачку двух пачек проппанта с различной концентрацией. Первая пачка 120-120 кг/м³, вторая 120-200 кг/м³, между стадиями проппанта буферная жидкость в объеме 3 м³, при прохождении через интервал перфорации первой пачки проппанта наблюдался рост, с плавным падением устьевого давления, при прохождении же второй пачки проппанта давление упало с 340 до 320 атм. Данный факт показывает, что полностью снял проблему в ПЗП

1. Дренирование призабойной зоны (путем многократных кратковременных нагнетаний жидкости разрыва с короткими остановками)

2. Закачка 2 пачек проппанта фракции 20/40 с концентрациями 120-120кг/м³;120-200кг/м³ (между пачками проппанта буфер в объеме 3м³)

Позволяют выполнить гидравлический разрыв пласта без риска получения преждевременного экранирования проппанта, за счет обеспечения гидравлической связи с пластом, снимая тем самым, затраты на повторное проведение процесса ГРП.

Таб.1 Экономический эффект.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения
1	Средняя стоимость ГРП	т.руб	1, 819	1, 583
2	Количество скважин	шт.	8	8
3	ИТОГО	т.руб.	14,552	12,664

На сегодняшний день одним из эффективных инструментов для успешного завершения ГРП на скважинах с осложнением в ПЗП, а также в перспективе внедрения при проведении многозонального процесса ГРП в горизонтальном стволе, я считаю, является технология дренирования с закачкой двух пачек проппанта.

Использование гидрохимических методов для оценки эффективности работы нагнетательных скважин

Е.В.Леванов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Поиск методов повышения нефтеотдачи пласта уже не одно десятилетие стоит на повестке дня у геологов, занимающихся разработкой нефтяных месторождений. Наиболее распространенным методом является метод заводнения продуктивных пластов с целью повышения добычи нефти и повышения коэффициента нефтеотдачи, который за многолетний опыт внедрения показывает его высокую эффективность. Благодаря этому

масштабы применения этого метода постоянно растут. Однако на поздней стадии разработки возникает необходимость оптимизации системы закачек для выработки остаточных запасов нефти.

Одним из важных факторов успешной разработки месторождения является расположение нагнетательных скважин. На выбор расположения скважин существенное влияние оказывают геологические и гидрогеологические условия. Во время разработки нефтяных месторождений анализ изменений гидрогеологических условий показывает, что система расположения нагнетательных скважин может существенно регулироваться в зависимости от состояния водонапорных систем. При этом можно говорить о более рациональной системе размещения нагнетательных скважин.

Наблюдения за заводнением продуктивных пластов в процессе их разработки сводится к определению источников и путей поступления нагнетаемой воды в добывающие скважины, что способствует выявлению заводненных зон продуктивного пласта, так же наблюдение за состоянием нагнетательных скважин. Решению данных задач способствует гидрохимические методы, в основе которых лежит наблюдение за химическим составом попутно добываемых вод, как правило, проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции.

Основными параметрами, которые необходимо знать для решения многих задач разработки, являются направление, скорость и расход потока подземных вод. Все эти параметры позволяют определить непосредственные опытные наблюдения за подземными водами. В силу различных динамических условий, плотности и состава подземных вод объектами для определения направления и скорости движения подземных вод могут быть лишь грунтовые и неглубоких артезианские подземные воды. Одним из наиболее надежных способов определения данных показателей являются индикаторные методы.

Основные способы определения направлений, скоростей и расходов потоков - расчетные. Они основаны на использовании уравнения Бернулли для реальных жидкостей.

В данной работе мы предлагаем графический способ, позволяющий анализировать состояние водонапорных систем и определять при необходимости гидродинамические параметры пластов. Данный способ является наиболее приемлемым, поскольку основывается на фактических геолого-промысловых данных, имеющихся в НГДУ с использованием картографического материала. Выводом анализа фактических данных является построение карт приведенных напоров.

Применение заводнения при разработке нефтяного месторождения приводит к сложным гидрохимическим изменениям в продуктивной толще, с образованием сложных

многокомпонентных систем. В данной работе интерес представлен к процессу смешения двух вод химический состав которых подчиняется прямолинейному уравнению вида

$y = ax + b$, где x и y – содержание двух компонентов в исходном объеме воды, a и b – постоянные параметры для данных составных частей и для всей группы вод – смесей.

Используя данное уравнение, нами были построены графики зависимостей для определения процентного содержания компонентов закачиваемых вод в смеси по каждой изучаемой площади. Зная плотность воды смеси, мы по графику можем определить количество закачиваемой воды данной смеси.

Предложенная методика существенно расширяет возможности практического применения гидрогеохимических методов контроля за разработкой нефтяных месторождений и позволяет перейти от преимущественного качественного их использования к конкретным количественным оценкам. Её применение позволяет без привлечения дополнительных исследований проследить за перемещением нагнетаемых вод, качественно оценивать фильтрационные свойства водонасыщенной части пласта и определять эффективность заводнения применительно к каждой эксплуатационной скважине. Для применения методики в полном объеме и повышения её точности и достоверности рекомендуется выполнять химические анализы попутных вод по каждому из разрабатываемых пластов. При этом важна полнота охвата скважин, находящихся в режиме эксплуатации на время проведения опробования, и реализации наблюдений по двум или трем устойчивым показателям состава попутных вод.

Использование торцовых уплотнений со вспомогательным плавающим щелевым уплотнением на КНС-6А НГДУ «Нурлатнефть»

И.Н. Шарипов (ООО «УК «Система-Сервис»)

Одной из основных статей расходов в объеме работ по сервису основного оборудования КНС системы ППД, является исполнение текущих заявок на агрегатах МНА, БНА, ГНУ, и составляет 20% от общего объема услуг. Несмотря на общую тенденцию снижения заявок, данный показатель все еще высок и составляет 821 ед. на 504 насосных агрегата. Причинами оперативных заявок по «Пропуску воды через торцовые уплотнения» послужили:

- износ элементов торцового уплотнения - 153 случая (40%);
- низкое качество подготовки перекачиваемой жидкости – 103 случаев (27);
- заклинивание подвижной втулки – 42 случая (11);

- отрыв сальфона – 38 случаев (10);
- увеличенный осевой ход ротора – 23 случая (6);
- гидроудар – 22 случая (6).

Наибольшее количество заявок по «Пропуск технологической жидкости через торцовые уплотнения» в следствии низкого качества подготавливаемой жидкости было зафиксировано на КНС-6А НГДУ «Нурлатнефть». И данный показатель составил 28 заявок в течении 11 месяцев. Так же стоит отметить, что наравне с высоким содержанием нефтепродуктов, причиной столь высокого числа заявок явилась высокая температура перекачиваемой жидкости. С целью улучшения сложившейся ситуации было принято решение о необходимости модернизации существующих одинарных торцовых уплотнений производства ООО «ИНКО». В качестве решения рассматриваемой проблемы были проработаны 2 варианта изготовления торцовых уплотнений. 1 Вариант включал в себя использование в существующих торцовых уплотнениях контактные пары трения из карбида вольфрама. Данный материал в отличии от используемого карбида кремния имеет большую теплопроводность и более высокие прочностные характеристики. В качестве 2 варианта рассматривалась установка новых торцовых уплотнений со вспомогательным плавающим щелевым уплотнением и его промывкой по плану Плану32 стандарта API682.

Благодаря конфигурации плавающего щелевого уплотнения достигается постоянная промывка уплотнения с ограниченным расходом в сторону перекачиваемого продукта (сточная вода), что приводит к следующим преимуществам в эксплуатации:

- 1) Предотвращение кристаллизации продукта в зоне трущихся пар и динамического резинового кольца.
- 2) Предотвращение химического воздействия на компоненты торцового уплотнения – резиновые вторичные уплотнения, пары трения, пружины.
- 3) Предотвращения вскипания продукта в зоне трущихся пар.
- 4) Оптимальный стабильный теплоотвод от трущихся пар.

По плану 32 стандарта API682 реализуется подвод чистой промывочной жидкости в сальниковую камеру от внешнего источника. Отличительными особенностями данного плана является:

- Обеспечение необходимой разности давлений;
- Непрерывная подача жидкости от внешнего источника.

Данный план применяется в следующих случаях:

- Грязный продукт, полный твердых включений;
- Полимеризирующиеся и окисляющиеся жидкости;
- При невозможности обеспечения достаточного уровня смазки.

На основе проведенного тендерного отбора был выявлен наиболее подходящий кандидат, ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг». В соответствии с Протоколом от 06.08.2014 Совещания по вопросу повышения надёжности в эксплуатации насосных агрегатов системы ЦПД, на насосы ЦНС 63-1050, ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг» совместно с ООО «УК «Система-Сервис» были спроектированы и изготовлены торцовые уплотнения со вспомогательным плавающим щелевым уплотнением впереди основного уплотнения и подачей в торцовое уплотнение чистой воды от внешнего источника. Конфигурация, профиль и материальное исполнение плавающего щелевого уплотнения были подобраны на основании моделирования и расчетов, и подтверждены стендовыми испытаниями. Монтаж и обвязка уплотнения были произведены 23.11.2014г. Насос ЦНС63 был запущен в эксплуатацию 24.11.2014 г. Уплотнения на насосе ЦНС 63-1100 успешно отработали 500 часов, без видимых протечек и выходов из строя, после чего насос был заменен на насос большей производительности ЦНС-180. Ранее на насосе ЦНС63 торцовые уплотнения работали по 100-150 часов (максимум до 240 часов). При дефектации торцовых уплотнений был составлен акт о возможности их дальнейшей эксплуатации. Полученные во время эксплуатации результаты показывают, что использование данных торцовых уплотнений с плавающим щелевым уплотнением и промывкой, весьма эффективны на насосах для перекачки горячей воды, а также технологической жидкости имеющей высокое содержание мехпримесей.

Использование насосов двустороннего типа Д для подкачки рабочего агента в пласт

И.И. Литвинов (НГДУ «Бавлынефть»)

На современном этапе система поддержания пластового давления является одним из самых энергозатратных цехов в системе нефтедобычи. Поэтому в ЦПД развиваются перспективные технологии направленные на снижение энергозатрат и повышения эффективности производства. Начиная от установок подготовки сточных вод заканчивая нагнетательной скважиной.

Одним из направлений для снижения затрат является снижение потребления электроэнергии на начальном этапе, т.е. от установок подготовки воды (УПС) и до кустовых насосных станций (КНС).

Для достижения поставленных целей по экономии электроэнергии был подобран насосный агрегат с наименьшим потреблением э/энергии, но так же с характеристиками, не уступающими ранее установленному насосному агрегату на УПС-1640 Сабанчинского месторождения.

Наше НГДУ успешно осуществило внедрение в систему подкачки закачиваемого агента насосного агрегата двустороннего входа 1Д500-63Б.

Насосы типа Д, 1Д и 2Д - центробежные, горизонтальные, одноступенчатые с двусторонним полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу и спиральным отводом.

Корпус насоса имеет разъем в горизонтальной плоскости. Рабочее колесо двустороннего входа. Отличительной особенностью насосов типа Д являются высокие значения КПД (73—88%), которые сохраняются в течение всего срока службы насоса, гарантийный ресурс 20 тыс. ч — без ремонта рабочих органов. Работают эти насосы плавно, без вибраций; они удобны и надежны в эксплуатации. Насосы типа Д имеют подачу 100—12 500 м³/ч, напор 14—125 м и допустимый кавитационный запас для рабочей части характеристики 3—7,5 м. (то есть работает под взливом РВС).

Итогом внедрения данного насоса, стала оптимизация подкачивающих насосных агрегатов на УПС-1640 Сабанчинского нефтяного месторождения НГДУ «Бавлынефть».

Снижение количества потребляемой электроэнергии на перекачку рабочего агента. Снижение удельного расхода электроэнергии, на УПС-1640 составило 0,8 кВт/м³. С 1,1 кВт/час до 0,3 кВт/час.

Успех данного проекта вдохновил руководство нашего НГДУ на создание нового проекта по оптимизации, который затронул сразу три УПС, это УПС-2, УПС-436 и УПС-163. И уже в 2015 году мы приступили к реализации данного проекта.

Оптимизация схемы заводнения Бондюжского месторождения

Н. И. Ваничкина (НГДУ «Прикамнефть»)

В соответствии с «Концепцией реконструкции и развития системы ППД ПАО "Татнефть" на период с 2011 по 2015 гг.» современная система ППД находится на пятом этапе своего развития, который предусматривает обеспечение установленной добычи нефти с достижением максимально возможного коэффициента нефти при минимальных затратах, в том числе энергетических. Снижения потребления электрической энергии высоконапорной и низконапорной систем ППД можно добиться при комплексной оптимизации процессов ППД. Решение этих задач возможно на основе оптимизации схем высоконапорной и низконапорной систем ППД и управления закачкой воды.

Бондюжское месторождение в силу своего географического положения имеет объекты ППД, расположенные на искусственно возведенных гидротехнических сооружениях в акватории р. Кама. В плане обеспечения экологической безопасности здесь

ведется закачка пресной технической воды, объем же сточной воды предназначенный для этого участка перераспределяется как непроизводительный в скважины расположенные на материке. Это влечет за собой формирование достаточно серьезных энергетических и материальных затрат, которые можно исключить предварительно проведя на участках закачки соответствующие мероприятия, способствующие усилению экологической безопасности объектов.

В целях снижения эксплуатационных затрат на приобретение пресной технической воды и сокращения потребления электроэнергии на её перекачку и закачку в скважины III блока Бондюжского месторождения было предложено снять закачку пресной воды в полном объеме со скважин Бондюжской дамбы и заменить его равноценным объемом сточной воды со II блока.

В феврале 2015 года в рамках реализации проекта с законтурных скважин снят объем непроизводительной закачки сточной воды и перенаправлен для закачки в нагнетательные скважины ГТС, в соответствии с режимом работы нагнетательных скважин, а закачка пресной воды прекращена. Что позволило отказаться от закупки, перекачки и закачки пресной воды.

Создание мониторинговой системы по оценке состояния эксплуатационных колонн на примере Сармановской площади

Н.Ф. Могонов, И.И. Газизов (НГДУ «Джалильнефть»)

Цель данной работы – упростить процесс подбора скважин для проведения ГТМ с использованием мониторинговой системы основанной на проведенном анализе состояния эксплуатационных колонн нагнетательных скважин.

Автором работы проведен анализ по оценке состояния эксплуатационных колонн нагнетательных скважин с выделением факторов приводящих к потере герметичности ЭК.

Для анализа выбрана Сармановская площадь. Основным объектом разработки является пласт Д0 кыновского горизонта. Пробуренный фонд нагнетательных скважин составляет 351. Средний возраст 32 года. Общее количество выявленных нарушений по фонду составило 131, изолированных 167.

В работе рассмотрены следующие направления:

- 1) анализ возникновения нарушений по длине ствола скважины;
- 2) анализ возникновения нарушений по стратиграфии;
- 3) анализ осложнённых зон в процессе бурения;
- 4) анализ состояния цемента за эксплуатационной колонной;

- 5) анализ нарушений по толщине стенок;
- 6) анализ взаимосвязи интервалов нарушений со спуско-подъемными операциями (СПО) при ПРС и КРС.

В ходе анализа получены следующие результаты:

1. Основное количество нарушений ЭК выявлено в интервалах от 1000-1500 м. (44 нарушения) и 1500-1700 м. (59 нарушений);

2. С привязкой к литолого-стратиграфическому разрезу наибольшее число наружной коррозии подвержены под ярусы; верхне-фаменский (11 нарушений), нижне-фаменский (22 нарушения), верхне-франский (25 нарушений), нижне-франский (34 нарушения).

3. Анализ процесса бурения показал, что наиболее осложненными зонами площади являются – верхне-фаменский, нижне-фаменский, верхне-франский, нижне-франский, старооскольский горизонт.

4. Анализ состояния цемента за эксплуатационной колонной показал, что средняя высота поднятия цемента, по изучаемым скважинам, составила 212м. Всего, за период разработки, было выявлено 8 нарушений на 8 скважинах, где наблюдалось отсутствие цемента за колонной. В связи с данным фактом можно предположить о возможной причине нарушений на этих скважинах из-за наружной коррозии.

5. Изучив количество нарушений в зависимости от толщин стенок эксплуатационных колонн, было выявлено следующее, что именно с толщиной стенок 7 мм приходится наибольшее их удельное значение 2,7 нарушений на одну скважину. На эксплуатационные колонны с толщиной стенок 7,7 и 8мм удельное количество соответственно составило 2,4 и 2,2 нарушений на одну скважину.

6. При анализе взаимосвязи со спуско-подъемными операциями при ПРС и КРС выявлена, скважины имеющие 17 и более СПО оказываются в зоне риска по образованию в них интервалов негерметичности эксплуатационных колонн.

Анализ нарушений ЭК показывает связь концентрации отказов по причине наружной коррозии по глубине скважины с литологическим разрезом.

Несмотря на разнообразие причин коррозионных процессов на наружной поверхности ЭК, катодная защита остается единственным способом защиты добывающих и нагнетательных скважин от наружной коррозии.

На 2015 г. на территории нашего промысла защищено 93 скважин. Со времени установки катодной защиты на этих скважинах, только одной из них было выявлено нарушение на 4-й год после внедрения. На 48 новых скважинах введенных из бурения с 2000г. была установлена катодная защита. Это позволяет сделать первые оценки эффективности катодной защиты.

Для упрощения процесса анализа состояния эксплуатационных колонн, предлагается создать отдельную функцию на базе программы АРМИТС, которая позволяла бы используя имеющихся данных по скважинам формировать ранжированный перечень скважин кандидатов на вывод бездействие по причине нарушения э/к.

На сегодняшний день используя КИС АРМИТС можно только формировать перечень скважин с выводом необходимых параметров, что в конечном итоге не полностью использовать всю функцию программы и также требует дополнительных затрат времени на процесс выборки по скважинам.

**Результаты оптимизации системы заводнения с целью повышения
эффективности нестационарного воздействия на бобриковском объекте
Сабанчинского месторождения с применением гидродинамического моделирования**

А.Р. Вафин, Л.К. Хабирова (институт «ТатНИПИнефть»)

На месторождениях Татарстана опытно-промышленные работы по испытанию циклического заводнения были начаты в 1972г. и показали свою высокую эффективность на ранних этапах разработки, дополнительная добыча на 01.01.1995 за счет метода составила свыше 18 млн. т, на сегодняшний день это цифра несомненно увеличилась. Экспериментальные данные говорят о том что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования воды, принудительно внедряемой в малопроницаемые элементы пласта, с увеличением продолжительности циклов улучшаются. На основе этого было выдвинуто предположение о необходимости проведения корректировки продолжительности полуцикла и закачиваемых объемов для повышения эффективности процесса.

Основная задача состояла в изучении на бобриковском объекте Сабанчинского месторождения возможности подключения к дренированию остаточных извлекаемых запасов, сосредоточенных в застойных зонах не охваченных процессом заводнения, путем оптимизации существующей системы циклической закачки.

Циклическая закачка на участке началась с 2012 года с продолжительностью цикла 30 дней (15 дней закачка, 15 дней простой). При этом были получены результаты в виде сокращения обводненности, однако в 2013 году после осуществления 4 циклов обводненность по участку сначала вернулась на первоначальный уровень, а затем превысила его.

Работа проводилась в два этапа с использованием гидродинамической модели месторождения, а также с применением методик проектирования циклического воздействия на пласт:

1. корректировка объемов закачки в нагнетательные скважины участка;
2. подбор характеристик нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков с использованием откорректированных объемов закачки.

По результатам геолого-гидродинамического моделирования с 01.05.2014 произведена корректировка объемов закачки опытного участка, а также изменение длины полуцикла до 20 дней.

После внедрения рекомендаций среднесуточный дебит нефти по скважине опытного участка увеличился на 13% с 4,64 до 5,25 т/сут, дебит жидкости увеличился с 40,64 до 40,98 т/сут. При этом наблюдается снижение обводненности продукции добывающих скважин с 89% до 86% (рис.1). Дополнительная добыча нефти по результатам оптимизации составила 3,09 тыс.т. По итогам работы можно сказать, что дополнительная добыча в результате оптимизации составила 150% от ожидаемой, причиной чему могли послужить неучтенные обработки нагнетательных скважин.

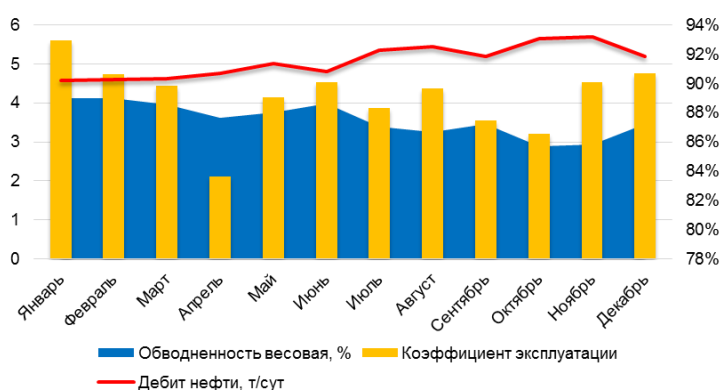


Рисунок 1– Динамика суточных технологических показателей по опытному участку

После проведения анализа успешности подобного рода обработок на участке можно сказать, что причиной увеличения дебитов стали рекомендуемые мероприятия, но все же свою роль в уменьшении обводненности при этом могли сыграть воздействия на призабойную зону в нагнетательных скважинах. Поэтому следует рассматривать комплексное влияние на повышение эффективности нестационарного воздействия на пласт.

На основе практического применения рекомендаций и проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Эффективность циклического заводнения падает после осуществления 4-5 циклов.
- При изменении параметров нестационарной закачки получен положительный результат в виде прироста добычи нефти и уменьшения обводненности.

–Применение потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах увеличивает технологический эффект от мероприятия.

–Гидродинамическое моделирование в совокупности с аналитическими методиками позволяет подобрать наиболее оптимальный вариант корректировки технологических параметров при нестационарном воздействии.

–При проведении подобного рода работ наиболее продуктивным будет использование комплексного подхода к подбору параметров циклической закачки, выбору скважин и технологий обработок.

Обоснование выбора мембранных технологий при подготовке попутно добываемой воды для производства пара при добыче сверхвязкой нефти

Д.Р. Бакирова (институт «ТатНИПИнефть»), Е.С.Буслаев (ООО "НТЦ Татнефть")

Опытно-промышленная эксплуатация компанией «Татнефть» Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти (СВН) показала, что применение пара для добычи нефти ставит проблему, как подготовки, так и утилизации большого количества попутно добываемой воды.

При наращивании темпов разработки только Ашальчинского месторождения СВН объем попутно добываемой воды (ПДВ) ежегодно возрастает и при максимальных темпах добычи составит 1,4 млн. м³/год. По мере ввода в разработку других залежей СВН и достижения уровня добычи в 2 млн. тонн нефти в год объем ПДВ составит до 13,5 млн. м³/год.

Крупные зарубежные нефтедобывающие компании, разрабатывающие месторождения природных битумов в Канаде с нагнетанием пара в пласт используют ПДВ для выработки пара, что позволяет уменьшить воздействие на окружающую среду и сэкономить значительные объемы пресной воды наземных источников. В России на сегодняшний день опыт решения подобных задач отсутствует.

С начала 2000-х гг. традиционным методом обработки ПДВ является выпаривание путем механической компрессии пара (технология американской компании General Electric). Достоинства технологии: большая устойчивость к наличию углеводородов, высокое качество воды, высокая степень конверсии воды. Однако капитальные и эксплуатационные затраты, и в первую очередь затраты на электроэнергию, расходуемую на компрессию пара, остаются достаточно высокими. Так, например, стоимость выпарной установки подготовки ПДВ составит порядка 950 млн. р. (на уровень добычи СВН в 500 тыс. т/год), а удельные затраты на подготовку – порядка 100-110 р./м³ воды.

При минерализации исходной воды менее 45 г/дм³ экономически целесообразнее использовать обратный осмос, нежели парокомпрессионный метод во всём диапазоне производительности, а минерализация ПДВ Ашальчинского месторождения СВН на протяжении всего периода разработки не превышает 4,5 г/дм³. Однако использование метода обратного осмоса требует тщательной предварительной очистки воды от взвешенных загрязнений, нефтепродуктов.

В связи с этим в промысловых условиях на реальной ПДВ Ашальчинского месторождения СВН были проведены пилотные испытания мембранных технологий подготовки ПДВ с различными вариантами предварительной очистки от загрязнений (технологии компаний ООО «НТЦ Татнефть», ЗАО «Ионообменные технологии», ЗАО «Биотехпрогресс»).

Проведенные в период с июля по сентябрь 2014 г. испытания подтвердили применимость мембранных методов к повторному использованию ПДВ Ашальчинского месторождения СВН и других вод схожего состава, поскольку качество получаемой воды соответствует требованиям к воде, подаваемой на паровые котлы.

Для подготовки ПДВ на Ашальчинской группе СВН будет внедрена технология, предложенная ЗАО ИОТ. Исходная попутно добываемая вода, охлажденная до 50°С, подается на установку ультрафильтрации с целью выделения эмульгированных нефтепродуктов, коллоидной кремнекислоты и взвешенных веществ. Далее осветленная вода проходит обработку на угольных фильтрах, где происходит удаление остаточных нефтепродуктов. Так, тщательно очищенная вода подается на установки обратного осмоса, где происходит обессоливание воды.

Сравнительный анализ экономических показателей мембранной и термодистилляционной технологии показал следующие результаты. Экономический эффект от внедрения мембранных технологий формируется за счет снижения капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Срок окупаемости внедрения разработанной технологии комплексной подготовки ПДВ до требований к парогенераторам составит меньше года. Среднегодовой экономический эффект от внедрения составит 337,457 млн. р. В данном мероприятии расчетный период принимается равным 15 годам (фактический срок службы оборудования).

Таким образом, разработаны и апробированы на реальной ПДВ технологические схемы ее подготовки до требований, предъявляемых к питательной воде для котлов. Удаление взвешенных частиц, нефтепродуктов и растворимых солей проведено с использованием мембранных технологий. Тем самым осуществлен качественный переход от общепризнанной и апробированной на месторождениях битуминозных песков в Канаде

термодистилляционной технологии, использующей в качестве своей основы дорогостоящее испарительное и компрессионное оборудование.

Повышение качества подведения баланса закачиваемой воды в системе ППД

А.В. Арсланов, Р.И. Яхин (НГДУ «Елховнефть»)

В системе ППД одним из основных направлений является организация и обеспечение надежной системы учета объемов закачиваемой воды. В технологии подготовки и закачки воды стационарные приборы учета устанавливаются на очистных сооружениях, общих приемах и выходах КНС, общих приемах ВРП и разводящих водоводах БГ и ВРП.

Измерительная информация о расходе и объеме закачиваемой жидкости с расходомеров, установленных на объектах ППД, передается по системе телемеханики на диспетчерский пункт цеха через каждые два часа. Эта информация является исходной для расчета баланса закачиваемой жидкости в системе ППД. Диспетчерский пункт цеха ППД обрабатывает полученные по системе телемеханики данные и составляет отчет по объемам закачиваемой жидкости за сутки по каждому объекту.

Технологической службой цеха ППД-2 ежедневно подводится баланс по объектам, в журнале закачиваемой жидкости в КИС АРМИТС и Excel.

В ЦППД-2 применяются следующие типы стационарных приборов: СВУ, взлет МР УРСВ, взлет УРСВ-222Ц, КР-2, Рапира, Взлет ППД, а также переносные, такие как ESIFLO.

Общее количество установленных приборов в ЦППД-2 составляет – 366 шт.

Из них на сточной воде – 183 шт. (51%), на сернистой воде 70 шт. (19,3%), на пресной воде 106 шт. (28,8%), на пластовой 7 шт. (0,1%)

Анализ эксплуатации приборов учета закачиваемой жидкости в системе ППД показывает, что на сегодняшний день существует ряд проблем:

– При эксплуатации накладных приборов учета закачиваемой жидкости ВЗЛЕТ МР УРСВ на сточной воде из-за отложений на замерных вставках. Требуется настройка прибора или чистка замерных вставок, что осложняет своевременное подведение баланса закачиваемой жидкости. В системе ТМ появляются нестабильные неравномерные значения расхода жидкости.

Кустовые насосные станции в рамках регулировочных мероприятий по потреблению электроэнергии каждый день останавливаются, а также практически все КНС и скважины эксплуатируются по программе «циклика». До установления стационарного движения в технологической системе затрудняется подведение баланса

жидкости из-за нестабильных значений замеров (2-х часовых). Кроме того, затрудняется определение причин завышения или занижения по водоводам.

Мной проанализированы результаты работы вышеуказанных приборов учета жидкости и сделаны выводы:

Для повышения качества подведения баланса закачиваемой жидкости в системе ППД НГДУ «Елховнефть» предпочтительно применять приборы учета жидкости ВЗЛЕТ УРСВ-222ц ППД, которые предназначены для измерения среднего объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей в широком диапазоне температур и проводимостей.

Расходомеры ВЗЛЕТ УРСВ-222ц в системы поддержания пластового давления на объектах ЦППД-2 применяются с 2013 года. Данные приборы показали стабильные замеры. Уменьшилось количество заявок в ООО «Татинтек».

Достоинства данных приборов:

- Стабильные показания при отложениях.
- Два канала измерения (в случае неисправности первого канала, можно использовать второй -канал измерения.)
- Легко поддаются чистке.
- Простота конструкции.

Достоверная информация о расходе жидкости позволит своевременно выполнить баланс закачиваемой жидкости, получать корректную информацию об удельном расходе электроэнергии, контролировать техническое состояние насосных агрегатов, эффективно регулировать процесс разработки месторождения.

Для обеспечения достоверных замеров предлагается заменить приборы несоответствующие типоразмерам, т.е. ниже порога замераемости, а также заменить накладные приборы учета закачиваемой жидкости ВЗЛЕТ МР УРСВ, отработавшие гарантийный срок эксплуатации. Выбор приборов учета жидкости необходимо производить индивидуально, с учетом всех технических характеристик и параметров измеряемой среды.

При эксплуатации ВЗЛЕТ УРСВ-222Ц получим стабильные замеры, своевременно выявляются аварийные ситуации на водоводах, утечки на устьевом оборудовании и т.д., а значительно уменьшается время для выяснений причин недостоверных замеров.

Экономический эффект за 1 год от внедрения приборов ВЗЛЕТ УРСВ 222ц только на обслуживание их составит 457,3 тыс. рублей.

Использование установки подготовки попутно-добываемой воды (УППДВ-350) для технологических нужд на месторождениях залежей СВН

Ф.Ф. Давлатшин (НГДУ «Нурлатнефть»)

Метод парогравитационного воздействия, посредством которого разрабатываются месторождения сверхвязкой нефти, несмотря на значительную эффективность в широком спектре геолого-физических и промысловых условий, имеет и ряд недостатков, наиболее существенным из которых является использование значительных объемов воды при производстве пара, что приводит к интенсивной эксплуатации подземных или поверхностных источников. На данный момент суммарный показатель выработки пара на Ашальчинском месторождении составляет порядка 4000 т/сут., для чего расходуется около 6700 м³/сут. пресной воды.

Параллельно, в ходе наращивания темпов разработки Ашальчинского месторождения, возникает проблема поиска объектов утилизации и рационального использования попутно-добываемой воды (ПДВ) с новых поднятий в условиях отсутствия потребности в закачке на близлежащих месторождениях.

Так как при этом возрастает потребность в увеличении производства пара, то наиболее привлекательным вариантом становится использование части или всего объема попутно-добываемой воды в качестве источника питания парогенераторов котельных, производящих пар для нагнетания в скважины в рамках технологии парогравитационного воздействия.

Целью данной работы является: оценка целесообразности внедрения установки подготовки попутно-добываемой воды и определение её эффективности.

Для этого были поставлены следующие задачи:

1. Анализ технологической схемы УППДВ-350;
2. Анализ свойств ПДВ Ашальчинского месторождения;
3. Выполнение технико-экономической оценки.

По проекту СВН-800 планируется использование УППДВ для выработки деминерализованной воды, которая будет использоваться для питания котельных Южно-Ашальчинского и Больше-Каменского поднятий. Отделившаяся из продукции скважин СВН Больше-Каменского, Северо-Ашальчинского и Южно-Ашальчинского поднятий на УПСВН «Каменка» попутно-добываемая вода будет поступать под давлением не менее 0,15 МПа и расходом до 9500 м³/сут на очистные сооружения УПСВН «Каменка».

Спроектированная УППДВ предназначена для очистки ПДВ до качества, отвечающего требованиям к деминерализованной воде, используемой для производства пара в котельных.

Учитывая сложный физико-химический состав ПДВ, технология ее подготовки на УППДВ для производства пара содержит этапы предварительной, а затем глубокой очистки от нефти и механических примесей, удаление сероводорода и последующее глубокое умягчение.

По проекту водообеспечение котельных пресной деминерализованной водой планируется проводить в 2 этапа. В начале разработки, до тех пор пока не будет получена продукция скважин на УПСВН «Каменка», для производства пара будет использоваться пресная вода с р.Кама. На данном этапе установка будет функционировать как химводоподготовка в составе котельной Ашальчинского поднятия. На втором этапе по мере увеличения добычи нефти и ПДВ установка должна перейти на потребление 50% пресной воды и 50% ПДВ для производства пара. На третьем этапе при достижении необходимого количества ПДВ для производства пара, УППДВ должна полностью перейти на потребление ПДВ.

Внедрение данной установки на Ашальчинском месторождении позволит разрешить проблему поиска объектов утилизации ПДВ, сократить объемы потребления пресной речной воды, что в свою очередь позволит снизить техногенную нагрузку в данном регионе.

Сокращение эксплуатационных затрат на Ашальчинском месторождении СВН за счет повторного использования стоков с котельной «Ашальчи»

И.Г. Сафин (НГДУ «Нурлатнефть»), Е.С. Буслаев (ООО «НТЦ Татнефть»)

Отработка технологии парогравитационного воздействия, начатая компанией ПАО "Татнефть" на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти (СВН) показала, что применение пара для ее добычи ставит проблему, как подготовки, так и утилизации большого количества воды.

На данный момент потребность в воде для производства пара на Ашальчинском месторождении СВН составляет- 6700 м³/сут. Объем стоков с котельных составляют- 1600 м³/сут. Данные стоки вместе с попутно добываемой водой утилизируются путем закачки в пласт в целях поддержания пластового давления на разрабатываемых традиционными методами месторождениях.

В дальнейшем при увеличении объемов разработки месторождений СВН возникнет проблема поиска объектов утилизации стоков с производства пара и попутно добываемой воды, что является сложной задачей, поскольку потребность в закачке данного объема воды на близрасположенных площадях отсутствует, а перекачка ее на отдаленные территории будет иметь значительные капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

Альтернативным решением, позволяющим ослабить экологическую напряженность в данном районе, является повторное использование стоков для производства пара после предварительной их подготовки.

Предлагаемая схема водообеспечения для производства пара на Ашальчинском и Северо-Ашальчинском поднятиях представлена на рисунке 1.

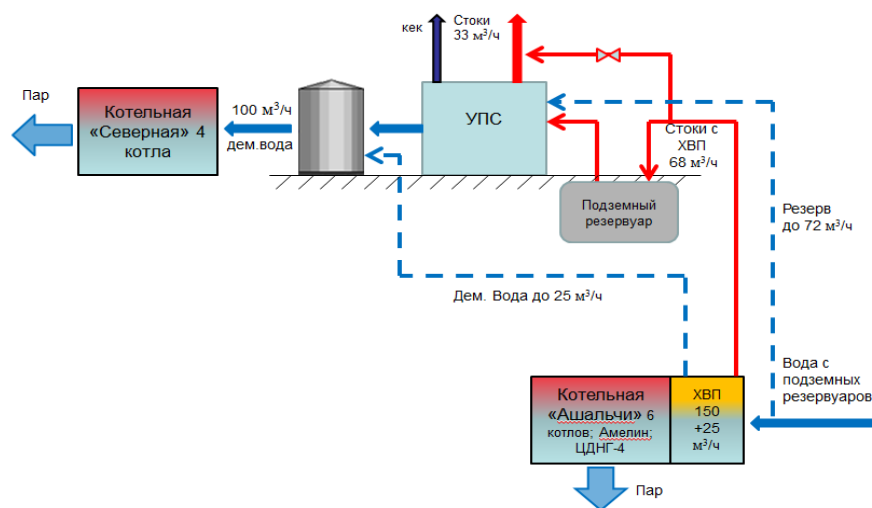


Рисунок 1 – Принципиальная схема водообеспечения для производства пара

Для уменьшения количества жидких стоков и объема покупной воды предлагается внедрение УПС (установки подготовки стоков). Стоки с котельной «Ашальчи», содержащие взвешенные вещества и с увеличенными показателями по солесодержанию через подземный резервуар будут поступать на УПС, где будут очищаться от взвешенных веществ (флотатор, система ультрафильтрации), затем осветленный поток будет проходить процесс обессоливания (узлы обратного осмоса), заключающим этапом очистки будут контрольные узлы умягчения, после чего на выходе с установки деминерализованная вода будет подаваться в котельную «Северная» для производства пара. Также в случае дефицита воды на УПС предусмотрена резервная линия пресной технической воды с водовода промводоснабжения.

Внедрение установки повторного использования стоков для производства пара позволит:

- сократить объемы непроизводительной закачки;

- снизить объем потребления покупной воды для производства пара;
- сократить затраты на электроэнергию за счет уменьшения фонда УЭЦН на КНС-11;

- сократить затраты на сервисное обслуживание насосных установок УЭЦН.

Технико-экономическая оценка установки повторного использования стоков показала следующие результаты:

- капитальные затраты, включая СМР –141 млн. руб.;
- окупаемость инвестиций – 7,8 лет;
- ежегодная экономия средств на покупку воды 42 млн. руб.

Снижение внеплановой остановки сдачи нефти через СИКН с одновременным снижением затрат на примере узла подготовки нефти

А.Г. Будрина (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Основной задачей компании ПАО "Татнефть" является добыча, подготовка и сдача готовой товарной нефти потребителю. Минимизация затрат процесса подготовки и хранения, повышение эффективности использования резервуаров и емкостей, уменьшение экономических издержек при хранении, транспортировки готовой нефти актуальная проблема на сегодняшний день.

В процессе хранения и подготовки нефти возникает ряд проблем, такие как остановки сдачи товарной нефти; возникновение коррозионно-опасных водяных линз; осложнение процесса эксплуатации резервуара; образование донных отложений, которые в свою очередь приводят к увеличению материальных затрат в системе транспорта и хранения, а в итоге к снижению технико-экономических показателей и удорожанию процесса подготовки.

В процессе эксплуатации резервуаров происходит образование и накопление донных отложений. Накапливаемый на днище осадок сокращает полезную емкость, затрудняет эксплуатацию резервуаров. При средней высоте донного осадка в резервуаре около 50 см потери нефтесодержащего сырья составляют около 200 тыс. рублей, затраты на чистку чуть более миллиона рублей, затраты на утилизацию более 350 тысяч рублей. Итого затраты на чистку, вывоз и утилизацию нефтешлама составляют более 1,5 миллиона рублей.

Так как параметры сдачи нефти жестко регламентируются ГОСТ Р 51858-2002, ежедневно перед запуском откачки нефти в магистральный нефтепровод, производится подрезка нефти на голову процесса. В результате чего возникают дополнительные затраты на повторную подготовку нефти в размере более 2-х миллионов рублей.

Регламент сдачи нефти в АРНУ устанавливает сдачу товарной нефти с температурой до 30 °С, в следствии чего создаются благоприятные условия для отложения большого количества парафинов и возникновения водяных линз под ними.

В процессе откачки нефти из резервуара происходит попадание частиц парафина с водой на поточный влагомер. В результате чего происходит скачок показаний поточного влагомера с последующей остановкой СИКН и сдачи нефти.

Для выполнения суточного плана сдачи нефти последующая откачка товарной нефти осуществляется на своем фидере, что влечет за собой дополнительные затраты. На примере данных 2014 года видно, что эти затраты составили около 22,5 тыс. рублей.

Все эти проблемы ставят задачи поиска их решений.

Для минимизации затрат и снижения себестоимости подготовки нефти я предлагаю по окончании капитального ремонта РВС, участвующих в приемо-сдаточных операциях устанавливать мешалки. Изучив процесс подготовки и транспортировки нефти, мною была выбрана мешалка для резервуаров серии НХ 63.00.000. Принцип работы данной мешалки заключается в том, что хранимая жидкость в резервуаре перемешивается за счет затопленной струи от пропеллера мешалки, что не позволяет образовываться донным отложениям. В результате чего исключаются дополнительные потери и затраты.

Мною был произведен анализ затрат, который показал, что затраты до внедрения мешалок составляют около 4 млн. руб., а затраты на внедрения – более 1 млн. руб.

Далее мною была рассчитана экономическая эффективность по предложенным мероприятиям. Суммарный ЧДД составил 6,75 млн. руб., ИДД – свыше 2,37, срок окупаемости – менее 1 года.

Внедрение мешалки позволит:

1. Сократить количество остановок сдачи товарной нефти.
2. Избежать непроизводительной перекачки нефти на голову процесса (доп.затраты эл. энергии).
3. Снизить количество периодичности чистки РВС.
4. Снизить потери сырья при подготовке (сдача промэкологии).

Анализ эффективности работы блока горячей вакуумной сепарации на УПН ЦППН НГДУ «Бавлынефть»

И.Р.Ефимова (НГДУ «Бавлынефть»)

Давление насыщенных паров нефти (ДНП) определяет кондиционность товарной нефти по требованиям ГОСТ Р 51858-2002 ,предельная величина составляет 500 мм рт. ст. На сегодняшний день в цехе ППН НГДУ «Бавлынефть» вопрос снижения давления насыщенных паров нефти является актуальным.

На установке подготовки нефти цеха ППН НГДУ «Бавлынефть» нами было произведено определение давления насыщенных паров по ходу движения нефти в процессе ее подготовки. Проанализировав полученные данные, мы пришли к выводу, что существующая схема отбора газа не позволяет нам привести ДНП готовой нефти к

требуемым значениям. Мы несли реальный риск получения некондиционной нефти о несоответствии ДНП по ГОСТ 51858-2002. Для того, чтобы снизить ДНП нефти ниже 500 мм рт.ст., мы выдерживали нефть в резервуарах не менее 10 часов, но из-за недостаточности дополнительных объемов для отстаивания иногда приходилось уменьшать количество поступающей жидкости с промыслов. Также в холодное время года при остывании нефти возникают проблемы с соблюдением норм по температуре и плотности. Данная технология была затратная и требовала дополнительный резервуар вместимостью не менее 5000м³. Стоимость строительства такого резервуара составляет около 50,0 млн. рублей.

Совместно с институтом «ТатНИПИнефть» был произведен анализ и сделан вывод: снижение ДНП в товарной нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 возможно при пониженном давлении в сепараторах готовой нефти. Для снижения давления рассматривались применение компрессорной установки и блока водокольцевого насоса. По техническим характеристикам и экономической целесообразности водокольцевой насос оказался предпочтительнее. Работа водокольцевого насоса основана на том, что при вращении лопастного колеса со смещенной осью вращения, в корпусе образуется вращающееся водяное кольцо. Газ откачивается в результате изменения объема каждой из ячеек между лопастями ротора вместе с жидкостью.

Строительство блока горячей вакуумной сепарации началось в конце 2013г., опытно-промышленные испытания работы блока начались в апреле 2015г. Нефть, после блока подготовки поступает на прием сепараторов 3 ступени. Водокольцевым насосом происходит отбор газа из вертикального газового сепаратора, который связан с сепаратором 3 ступени и служит для исключения попадания нефти в водокольцевой насос. В результате в сепараторах 3 ступени создается разрежение -0,1 атм., тем самым понижается ДНП и уменьшается содержание сероводорода. После газожидкостная смесь поступает в горизонтальный сепаратор, где вода удаляется насосом в технологию УПН ЦППН. Газ поступает на установку сероочистки.

Объем инвестиций составил – 43млн 321тыс.р. По расчетным данным, только за счет исключения срывов сдачи нефти, срок окупаемости с начала работы составляет менее года, чистый дисконтированный доход составил 7678 млн. руб. Индекс доходности составил 1,57 д.ед.

За время опытно-промышленных испытаний получили положительный эффект от вакуумной сепарации:

- 1) Снижение ДНП до требований ГОСТ Р 51858;

2) За счет снижения содержания сероводорода в нефти снизили расход подаваемого нейтрализатора на 180г/т;

3) Ожидаем снижение затрат на использование пресной воды на промывку (испытания продолжаются).

Итак, к положительным эффектам от внедрения вакуумной сепарации нефти относим:

- обеспечение достижения качества товарной нефти по ГОСТ 51858;
- снижение расхода реагента-нейтрализатора H₂S на 30%, что соответствует экономии по году до 20 млн. руб.

При этом мы получили и отрицательные эффекты:

- увеличение «жирности» ПНГ, что влечет потери нефти и интенсивное выпадение конденсата в газопроводе;
- увеличение энергопотребления и затраты на обслуживание КИП и другого оборудования;
- наличие импортного оборудования (риски при эксплуатации и ремонте), что потребует дополнительных затрат на ЗИП и обучение персонала.

Мы считаем, что главную цель огромной работы мы достигли. Не останавливаемся на достигнутых результатах, на сегодняшний день выполняется подбор оптимальных параметров работы блока с целью получения наибольшего эффекта и вывода на режим

Перевод технологических печей и котельных на САУКПН и котельная а/к №7, котельная при САТП, Кичуйской УПВСН, котельная при УПВСН, Кичуйский товарный парк, Котельная при Кичуйском товарном парке, ЕНПУ, Акташский товарный парк, Акташская УПВСН, котельная при Акташском товарном парке с нефтяного на природный газ

Д.Ф. Хазиев (Управление «Татнефтегазпереработка»)

В настоящее время на объектах САУКПН, котельная автоколонна №7, котельная при САТП, Кичуйский УПВСН, Кичуйский товарный парк, ЕНПУ, Акташский товарный парк, Акташский УПВСН ПАО "Татнефть" используется попутный нефтяной газ для подготовки нефти и снабжения тепловой энергией. Перевод промышленных тепловых агрегатов на сжигание природного газа приводит к снижению удельных расходов условного топлива, к увеличению производительности агрегатов и повышению качества продукции, к уменьшению загрязнения воздушного бассейна.

Для внедрения данного проекта по переводу объектов на использование природного газа требуется строительство газопроводов от действующих магистральных газопроводов и строительство ГРС.

На данный момент использование и потребление попутного нефтяного газа в качестве топлива для подготовки нефти и снабжение тепловой энергией на объектах САУКПН и котельная автоколонна №7 (УТТ-1), Котельная при САТП, Кичуйская УПВСН, Котельная УПВСН, Кичуйский товарный парк, ЕНПУ, Акташский товарный парк, Акташская УПВСН, котельная Акташского товарного парка ежегодно используется и потребляется на данных объектах ПНГ - 26 млн. 900 тыс. м³/год.

Предлагаемые решения и ожидаемые капитальные вложения.

1. Перевод технологических печей на Северо-Альметьевском УКПН и котельной при САТП, котельной автоколонны №7 УТТ-1) с попутного нефтяного газа на природный газ. Объем потребления ПНГ по объектам общее 7, 9 млн. м³/год. Предлагается строительство газопровода ПЭ Ø 225, протяженностью -10125 п.м. от АГРС (Болтаево) до Северо-Альметьевского УКПН и автоколонны №7. Объем капитальных вложений составляет 30709 тыс.руб. Требуемый объем природного газа 10600 тыс.м³. Дополнительные эксплуатационные затраты 57720 тыс.руб. Выручка от реализации газопродуктов в прогнозных ценах 2015г 132068 тыс.руб. Срок окупаемости проекта 1,6 лет.

2. Перевод технологических печей на Кичуйском УПВСН и котельной при УПВСН с попутного нефтяного газа на природный газ. Объем потребления ПНГ по объектам общее 4,5 млн. м³/год. Предлагается строительство газопровода ПЭ Ø 225, протяженностью -9000 п.м. от АГРС (Кульшарипово) до Кичуйского УПВСН. Объем капитальных вложений составляет 22671 тыс.руб. Требуемый объем природного газа 6000 тыс.м³. Дополнительные эксплуатационные затраты 32701 тыс.руб. Выручка от реализации газопродуктов в прогнозных ценах 2015г 39734 тыс.руб. Срок окупаемости проекта 5,8 лет.

3. Перевод технологических печей на ЕНПУ и на Кичуйском товарном парке и котельной с попутного нефтяного газа на природный газ. Объем потребления ПНГ по объектам общее 5 млн. м³/год. Предлагается строительство газопровода ПЭ Ø 225, протяженностью -12584 п.м. от АГРС (Аппаково) до Кичуйского товарного парка и ЕНПУ. Объем капитальных вложений составляет 32747 тыс.руб. Требуемый объем природного газа 6700 тыс.м³. Дополнительные эксплуатационные затраты 36490 тыс.руб. Выручка от реализации газопродуктов в прогнозных ценах 2015г 91211 тыс.руб. Срок окупаемости проекта 1,8 лет.

4. Перевод технологических печей на Акташском товарном парке и Акташском УПВСН и котельной с попутного нефтяного газа на природный газ. Объем потребления ПНГ по объектам общее 9,5 млн. м³/год. Предлагается строительство газопровода ПЭ Ø 225, протяженностью -4500 п.м. от АГРС (Акташ) до Акташского УПВСН. Объем капитальных вложений составляет 17800 тыс.руб. Требуемый объем природного газа 12800 тыс.м³. Дополнительные эксплуатационные затраты 69660 тыс.руб. Выручка от реализации газопродуктов в прогнозных ценах 2015г 80111 тыс.руб. Срок окупаемости проекта 3,4 лет.

Утилизация факельного ПНГ с месторождений НГДУ

Д.Ф. Хазиев (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) является одной из наиболее актуальных и острых в нефтегазовой отрасли. В связи с этим в январе 2009 г. вышло постановление правительства Российской Федерации «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому вводится предельная норма сжигания газа не более 5 %, за превышение которой увеличивается плата за сжигание газа.

Поэтому было проведено уточнение технологических решений по утилизации нефтяного газа на объектах НГДУ: месторождение-коэффициент утилизации газа по месторождению в 2014 году составил 38,06 %, месторождение-коэффициент утилизации газа по месторождению в 2014 году составил 30,74 %, месторождение-коэффициент утилизации газа по месторождению в 2014 году составил 27,26 %, месторождения - коэффициент утилизации газа по месторождению в 2014 году составил 20,24 %.

Предлагаемые решения и ожидаемые капитальные вложения.

1. Рассматривается возможность строительства газопровода, в который будет подаваться газ с семи объектов НГДУ.

За счет использования данного варианта НГДУ утилизирует согласно данным 2014 года – 22,72 млн. м³/год. Прирост коэффициента утилизации ПАО "Татнефть" по итогам реализации варианта газосбора составит 1,94 %. Стоимость строительства будет составлять 1516 млн.руб. Протяженность газопровода 80,8 км. Чистый дисконтированный доход 36,593 млн.руб. Дисконтированный срок окупаемости с начала эксплуатации 12,4 лет.

2. Рассматривается возможность строительства газопровода, в который будет подаваться газ с объектов НГДУ .

За счет использования данного варианта НГДУ утилизирует согласно данным 2014 года – 14,2 млн. м³/год. Прирост коэффициента утилизации ПАО "Татнефть" по итогам реализации варианта газосбора составит 0,82 %. Протяженность газопровода 45,7 км. Стоимость строительства 378млн.руб. Чистый дисконтированный доход 4339 млн.руб. Дисконтированный срок окупаемости с начала эксплуатации 2,6 лет.

3. Рассматривается возможность строительства газопровода, в который будет подаваться газ с объектов НГДУ.

За счет использования данного варианта НГДУ утилизирует согласно данным 2014 года – 1,1 млн. м³/год. Прирост коэффициента утилизации ПАО "Татнефть" по итогам реализации варианта газосбора составит 0,012 %. Протяженность газопровода 31 км. Стоимость строительства 113 млн.руб. Чистый дисконтированный доход, -89 млн.руб. Дисконтированный срок окупаемости с начала эксплуатации--не окупается.

Сбор ПНГ с месторождений НГДУ по приведенным вариантам подтверждает целесообразность строительство газосборной сети с 12 объектов, и при этом протяженность газопроводов будет составлять 126,5 км. Сбор ПНГ 36,9 млн.м³/год. Уровень использования ПНГ поднимется 2,85%.

Освоение технологии изготовления отстойника горизонтального V=200м³

Р.Н. Абзалова, Л.Ф. Гаврилова (БМЗ ПАО "Татнефть")

Для снижения затрат на закупку технологического оборудования, в частности, отстойников объемом 200м³ было принято решение открыть проект по освоению данной номенклатуры на Бугульминском механическом заводе.

Отстойник предназначен для хранения и отстаивания водонефтяной эмульсии с разделением её на различные фракции.

Описание принципа работы отстойника.

Водонефтяная эмульсия поступает в корпус 1 отстойника через штуцер 2, снабжённого перфорированным патрубком, и равномерно растекаясь начинает заполнять внутренний объём отстойника.

Постепенно при заполнении отстойника водонефтяной эмульсией она начинает отстаиваться, что приводит к разделению её на различные, составляющие её фракции.

Нефть и нефтяные масла, как вещества с более низкой плотностью, оказываются сверху и выводятся через штуцер 3, также снабжённого перфорированным патрубком, что позволяет забрать более чистую продукцию.

Вода, как вещество с более высокой плотностью, оказывается снизу и выводится через штуцер 4, также снабжённого перфорированным патрубком, что позволяет равномерно удалять воду, не взбалтывая среды в корпусе отстойника.

Данный аппарат относится к группе аппаратов, используемых на начальных стадиях производства продукции из нефти, и может найти широкое применение нефтеперерабатывающих предприятиях.

Отстойник горизонтальный $V=200 \text{ м}^3$, чертеж ЕГ400900000-0000, разработан на основании опросного листа Е-2 и ТУ 3615-151-00220302-2010 для НГДУ «Нурлатнефть».

Ранее ни одним машиностроительным предприятием Республики Татарстан не производилось.

В 2013 году БМЗ стал дипломантом в конкурсе «100 лучших товаров России» по данному оборудованию.

В технологическую цепочку по производству были вовлечены следующие виды оборудования:

- газорезательные машины;

- машина трехвалковая листогибочная (модели «HR3W-3050») производство Италия. Данный тип оборудования применяется для калибровки обечаек большого диаметра толщина листа.

Сварочный центр консольного типа –«ESAB»

Это высокопроизводительное, автоматизированное сварочное оборудование, которое применяется для выполнения кольцевых и продольных швов при сборке корпусов емкостного оборудования.

После сварки происходит разметка поверхности оборудования с целью последующей резки штуцеров, люков и дальнейшим гидроиспытанием.

Возможность сварки стыков без обработки фасок с применением сварочного центра САВ 460С позволяет уменьшить время сварки 1 м. сварного шва на 18 мин.

Еще одной особенностью ЭСАБ СаВ 460 С 5,0Х7,0 является сварка швов с флюсом. Это препятствует попаданию кислорода при сварке и обеспечивает 100% герметичность изделия.

При положительных результатах гидроиспытания производится покраска, маркировка и упаковка отстойника.

Итак, общая трудоемкость изготовления данного вида продукции составила 1034 норма часа, но финишная сборка в бригаде ведется в составе 7 человек(3- сварщика, 4- слесаря). Таким образом, освоение данной продукции понесло прямого экономического

эффекта для ПАО "Татнефть" с учетом выпуска 26 единиц оборудования 9 789 000 тысяч рублей.



СТОИМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ БМЗ
2 515 656 руб.

СТОИМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
СТОРОННЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ
2 892 245 руб.



Оптимизация расходов при стабилизации нефти

А.О. Косоногов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Рассмотрим принципиальную схему стабилизации представленной на рис 1.1.

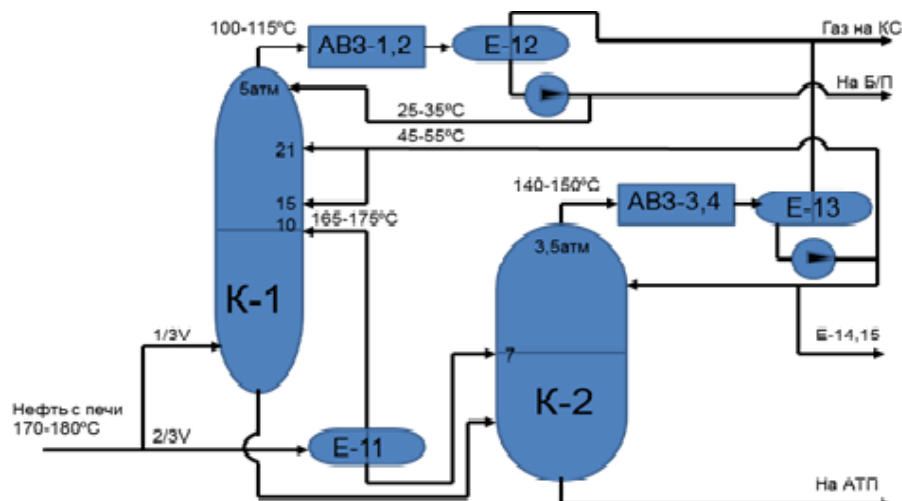


Рис. 1.1 Принципиальная схема блока стабилизации.

Нефтяной поток, нагретый до 170-180°C, поступает на блок стабилизации, 20-30% потока подается в куб колонны К-1, остальная часть подается в Е-11.

Пары легких углеводородов из Е-11 поступают на 10-ю тарелку К-1, а жидкая фаза подается на 7-ю тарелку К-2.

Сверху колонны К-1 выводится ШФЛУ, который пройдя АВЗ-1/2 конденсируются и поступает в рефлексную ёмкость Е-12.

ШФЛУ из Е-12 насосом подается на орошение К-1, а избыток откачивается на бензопарк.

Нефть из К-1 по перетоку поступает на 2-ю тарелку К-2. Сверху колонны К-2 выводится РПН, который пройдя АВЗ-3/4 конденсируются и поступает в рефлексную ёмкость Е-13.

РПН из Е-13 насосом подается на орошение К-2 и на 15-ю и 21-ю тарелки в качестве питания, при необходимости происходит заполнение Е-1,15.

Рассматривая блок стабилизации можно выделить следующие проблемы:

- 1) холодный РПН поступающий на питание снижает температуру верха в колонне К-1.
- 2) потери тепла при охлаждении РПН.
- 3) затраты на охлаждение РПН.
- 4) в газе с Е-13 большое количество конденсата.
- 5) повышение температуры нефти на выходе с установки.
- 6) наличие газа в РПН (вследствии отбора фракции с веру К-2).

Предложена следующая схема изображенная на рис 1.2, с заменой насосного агрегата для перекачки РПН на насос-компрессор.

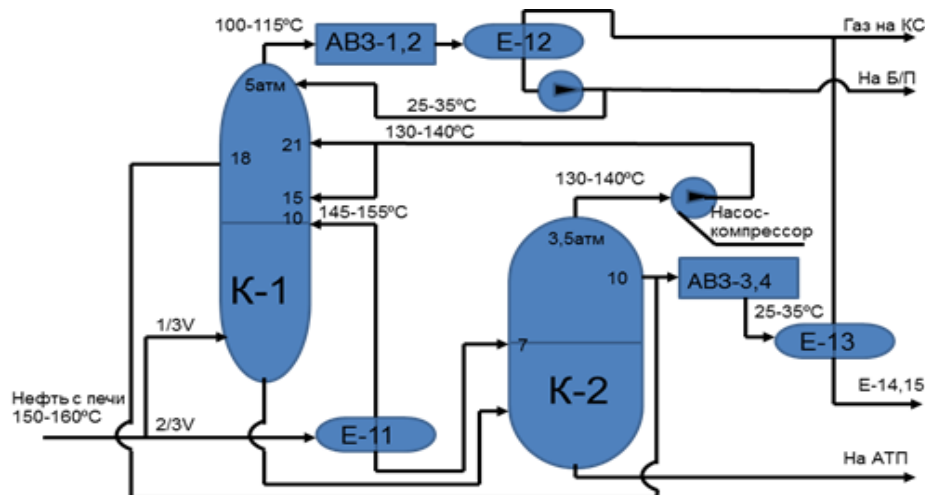


Рис1.2 Предлагаемая схема блока стабилизации.

На предлагаемой схеме изменен метод отбора РПН, он будет отбираться с бокового отгона тарелки №10 К-1, при не достаточной выработке дополнительный объем будет отбираться с бокового отгона 18-ой тарелки К-1. Далее через АВЗ-3/4 поступает в Е-13 где происходит дополнительная дегазация, жидкая часть направляется самотеком в Е-14,15.

Для снижения потерь тепла и электроэнергии для охлаждения верхнего продукта предлагается сменить центробежный насос на насос-компрессор. Это даст возможность подавать верхний продукт К-2 на питание в К-1 при температуре 130-140°С, что приведет к повышению температуры в К-1, в следствие чего будет возможность снижения температуры нефти подаваемой в куб колоны К-1.

Валовая прибыль -1153т.р. Чистая прибыль – 880т.р. Срок окупаемости – 4,1года
Данное предложение позволит:

1. Возможность снижения температуры печи, как следствие, снижение температуры на выходе и снижение затрат на газ.
2. Снижение часовой наработки АВЗ-3,4, что приводит к экономии электроэнергии и затрат на ремонт секций.
3. Отбор фракции для получения РПН будет осуществлен с 10 тарелки К-2 и 18 тарелки К-1, что снизит попадание газа в конечный продукт.

В следствие снижения температуры газа уходящего на КС снизится количество выпадающего конденсата в трубопроводе.

Способ оптимизации перекачки нефти в НГДУ «Прикамнефть»

В.Р. Фатыхов (НГДУ «Прикамнефть»)

В настоящее время добываемая нефть ЦДНГ-2 в НГДУ «Прикамнефть» до доведения требованиям ГОСТ Р 51858-2002 проходит 3 ступени подготовки:

1. На ЦСП «Ямурзино». Нефтяная эмульсия со скважин проходит стадии сепарации, нагрева, предварительного сброса воды.
2. На Бондюжской УПС. Предварительно разгазированная сырая нефть проходит дополнительное обезвоживание в РВС.
3. На Первомайском ТП. Нефтяная эмульсия на ТХУ доводится до 1 группы качества.

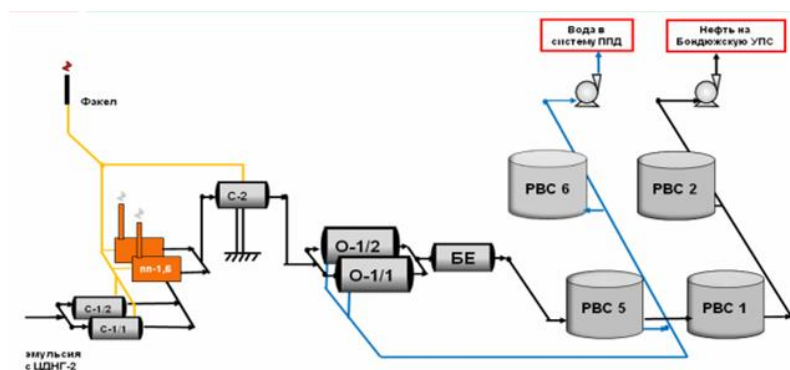


Рис.1 – Существующая схема подготовки нефти на ЦСП «Ямурзино»

ЦСП «Ямурзино» эксплуатируется с 1978 г. Принципиальная технология подготовки нефти реализована следующим образом: нефтегазосепараторы → путевые подогреватели → сепарация газа → отстойники → РВС.

Существующая технология подготовки нефти на ЦСП «Ямурзино» имеет ряд недостатков:

- 1) Высокие затраты при транспортировке нефти из-за излишней обводненности;
- 2) Нестабильная подготовка нефти из-за высокого содержания газа
- 3) Высокая загазованность объекта (имеются жалобы со стороны местных жителей близлежащих населенных пунктов).

Для улучшения технологии подготовки нефти на ЦСП «Ямурзино» предлагается следующая технологическая схема: нефтегазосепараторы → отстойник → путевые подогреватели → отстойник → вертикальные газоотделители ВГО (по нефти и сточной воде) → РВС.

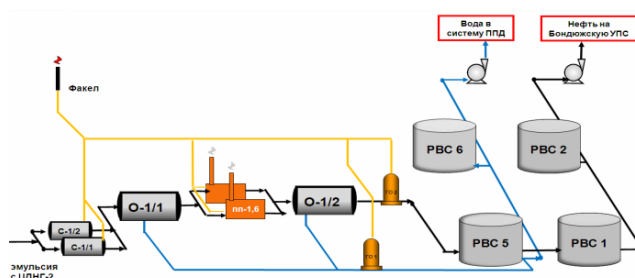


Рис.2 – Предлагаемая схема подготовки нефти на ЦСП «Ямурзино»

Внедрение данной технологии подготовки нефти на ЦСП «Ямурзино» позволило:

- 1) Снизить обводненность нефти с 7,5 до 0,9%;
- 3) Уменьшить содержание газа в нефти и сточной воде;
- 3) Прекратить сброс газа на факел;
- 4) Появилась возможность перекачки нефти с ЦСП «Ямурзино» на Первомайский ТП минуя Бондюжскую УПС.

Для организации перекачки нефти с ЦСП «Ямурзино» на Первомайский ТП минуя Бондюжскую УПС необходимо произвести монтаж транзитной линии откачки нефти на Бондюжской УПС. Таким образом, мы можем вывести в резерв насосную откачки нефти и резервуарный парк, предназначенный для приема, хранения и перекачки нефти с ЦСП «Ямурзино».

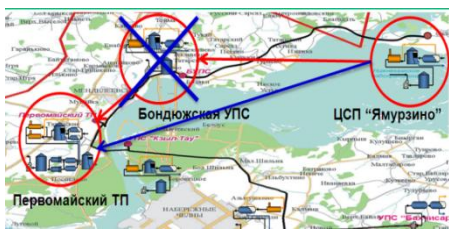


Рис.3 – Схема перекачки нефти ЦППН-1 в НГДУ «Прикамнефть»



Рис. 4 - Насосная откачки нефти



Рис.5 – Резервуарный парк

Выполнение данных мероприятий по оптимизации перекачки нефти позволит:

- 1) Обеспечить резерв накопления нефти в объеме 7000 тонн на Бондюжской УПС;
- 2) Снизить потребление электрической энергии насосными агрегатами на 13 000 кВт*ч в месяц;
- 3) Снизить затраты на обслуживание насосного оборудования;
- 4) Снизить коррозионный износ оборудования, трубопроводов, РВС;
- 5) Экономический эффект составит 6 млн.руб.

Усовершенствование системы подготовки и перекачки сточной воды на Якеевских очистных сооружениях

Р.И. Камалов (НГДУ «Джалильнефть»)

Цели и задачи работы:

- Снижение энергозатрат на процесс перекачки сточной воды на кустовые насосные станции;
- Снижение давления на подводящих водоводах КНС-1а, 2, 55, 111;
- Обеспечение бесперебойной работы системы подачи воды на КНС;
- Снижение риска возникновения разгерметизации на подводящих водоводах.

Принципиальная схема подготовки сточной воды на ОС и перекачки в систему ППД: Сточная вода с товарного парка поступает в 4 технологических резервуара, далее идет в буферные резервуары. Откуда поступает на прием центробежных насосов Н-1-4 марки ЦНС 300×300 и подается в систему поддержания пластового давления (Рисунок 1.).

Ввиду расположения КНСов относительно очистных сооружений на разных уровнях высот, давление на приеме КНС является разным (Рисунок 2.).

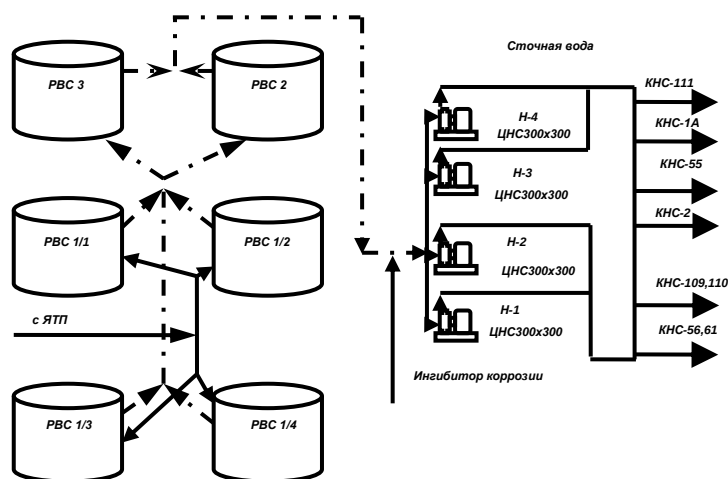


Рис.1. Принципиальная схема подготовки сточной воды на ОС и перекачки в систему ППД до внедрения

Недостатки существующей схемы:

- повышенный расход электроэнергии на процесс перекачки сточной воды;
- высокое давление на подводящих водоводах КНС – 1А, 2, 55, 111;
- сокращение срока службы подводящих водоводов, насосных агрегатов КНС;
- необходимость полной остановки насосных агрегатов при порыве на распределительном коллекторе ОС;
- риск возникновения разгерметизации на подводящих водоводах.

Предложения:

- Изменить технологическую обвязку распределительного коллектора узла перекачки сточной воды на очистных сооружениях с установкой разрывной задвижки Ду 400×40 на гребенке;

Модернизировать два насосных агрегата типа ЦНС 300х300 на насосы типа ЦНС 300х180.

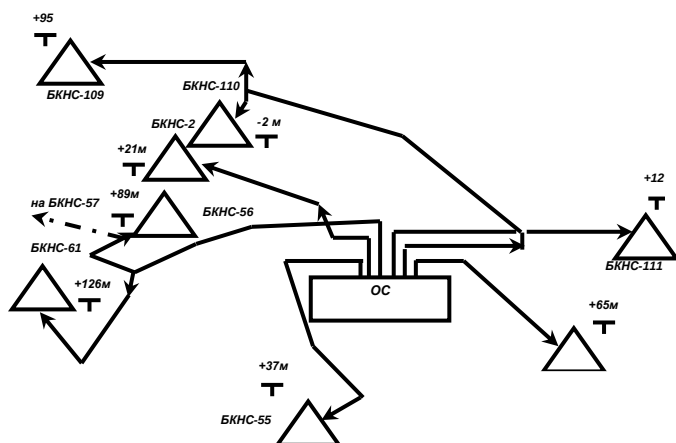


Рис.2. Схема подводящих сточных водоводов с указанием уровней высот относительно ОС.

Таблица 1. - Давление на приеме насосных агрегатов КНС до и после внедрения

КНС	Давление на приеме насоса, МПа	
	до внедрения	после внедрения
КНС-1А	2,0	0,8
КНС-2	2,5	1,3
КНС- 55	2,2	1,0
КНС-111	2,5	1,3

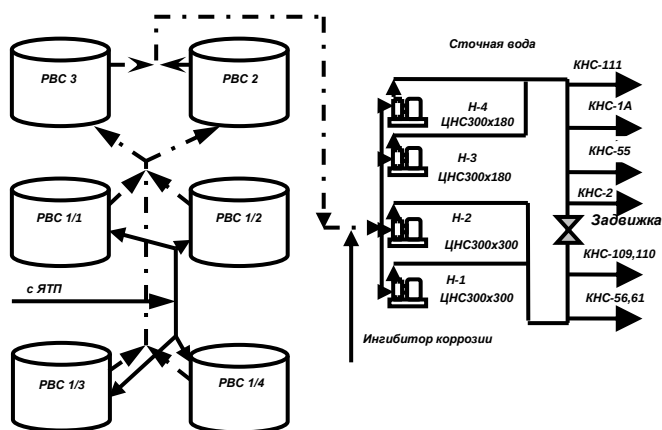


Рис.3. Схема откачки сточной воды с ОС в систему ППД после внедрения

Внедрение данного предложения позволит: снизить энергозатраты на перекачку сточной воды на 2041 тыс.руб. в год; снизить давления на подводящих водоводах 1А, 2, 55, 111 с 2,5 до 0,8 МПа; обеспечить бесперебойную работу систему подачи сточной воды на

кустовые насосные станции; увеличить срок службы подводящих водоводов и насосных агрегатов КНС; снизить риск возникновения разгерметизации на подводящих водоводах.

Усовершенствование технологии подготовки товарной нефти в резервуарном парке

Л.Р. Ямашева (НГДУ «Джалильнефть»)

В настоящее время сдача нефти в ОАО «СЗМН» на ПСП производится согласно графику равномерной откачки, который составляется ежемесячно, с указанием количества двухчасовой сдачи нефти. Данный график должен строго соблюдаться, никакие отклонения не допускаются.

Целями данной работы является: усовершенствование процесса подготовки резервуаров ТП к внешней откачке; осуществление дополнительного контроля качества нефти; снижение эксплуатационных затрат на процесс подготовки нефти; увеличение срока службы насосного оборудования.

Принципиальная схема процесса откачки нефти на ТП: нефть, подготовленная на УКПН, поступает в технологические резервуары. Далее через переточную линию самотеком поступает в буферные резервуары. Откуда откачивается насосами Н-2 через оперативный узел измерений количества и показателей качества нефти на СИКН ПСП.

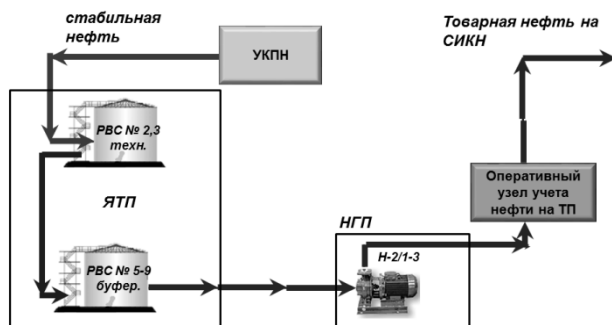


Рисунок 1. – Принципиальная схема процесса откачки нефти в резервуарном парке

Существовала проблема невозможности доподготовки товарной нефти при возможных случаях ухудшения качества сдаваемой нефти без срыва графика равномерной откачки. На Рисунке 2 представлена схема процесса возврата нефти по «линии подрезки». Процесс подрезки завершается после отбора проб и производства хим.анализа, что занимает длительное время.

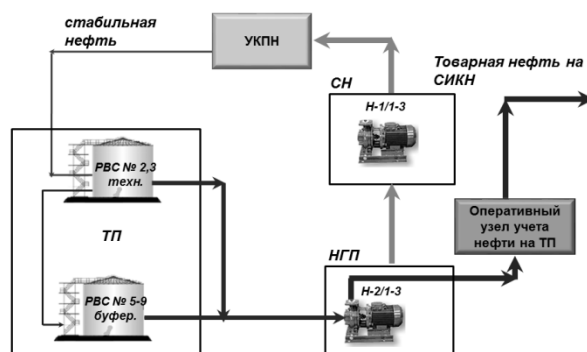


Рисунок 2. – Схема процесса откачки нефти на УКПН по «линии подрезки»

Также периодически возникали ситуации попадания некондиционной нефти в линию откачки на СИКН.

Для решения этих проблем я предлагаю: внедрить автономную самотечную систему доподготовки товарной нефти на ТП, в результате чего появится возможность готовить нефть без нарушения графика откачки; применять схему возврата некондиционной нефти с линии откачки на ПСП; ввести в эксплуатацию высвободившийся влагомер марки «УДВН-1ПМ» в насосной готовой продукции для дополнительного контроля за качеством откачиваемой нефти.

Автономная самотечная система состоит из сети технологических трубопроводов, которая позволяет параллельно откачивать товарную нефть на СИКН и направлять нефть с ухудшенными качествами на доподготовку на УКПН. Нефть с ухудшенными качествами с определенного РВС по линии самотека поступает в сырьевую насосную. И параллельно товарная нефть с другого РВС откачивается на СИКН.

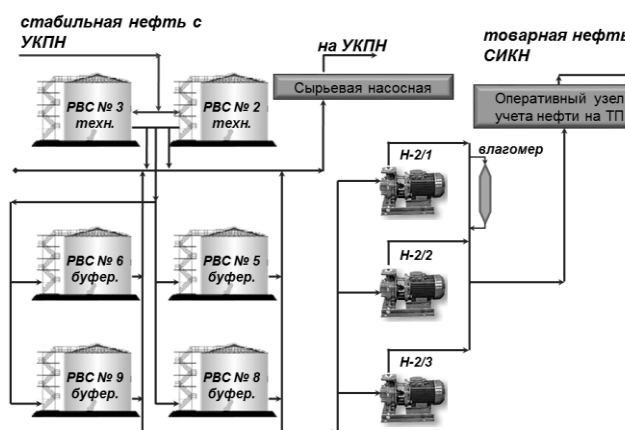


Рисунок 3. – Предлагаемая схема процесса откачки товарной нефти на ТП

Влагомер установлен на выкидной линии насосов готовой продукции. Его показания выведены на АРМ оператора. Он позволяет непрерывно контролировать процесс перекачки нефти в случае выхода из строя основного влагомера, находящегося в БИК; а также контролировать процесс возврата нефти по «линии подрезки».

Схема процесса возврата некондиционной нефти применяется при попадании нефти с ухудшенными качествами в напорный нефтепровод ТП-ПСП. Внешняя откачка останавливается, делаются необходимые переключения, некондиционная нефть через оперативный узел учета и сырьевую насосную возвращается на доподготовку на УКПН.

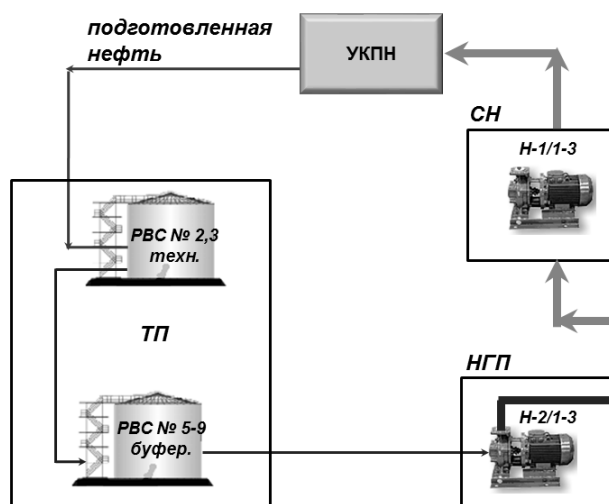


Рисунок 4. – Принципиальная схема процесса возврата некондиционной нефти на ТП

Внедрение новых решений на узле подготовки попутно-добываемой воды при УПСВН «Ашальчи»

М. В. Уламасов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Целью работы является улучшение технологического процесса на установке подготовки попутно добываемой воды. Задачей работы является внедрение новых решений.

Представлена технологическая схема установки подготовки попутно добываемой воды существующая, производительностью 3000 м3/сутки и строящаяся, производительность которой после окончания строительства будет 6000м3/сутки. Красным цветом выделены новые достраиваемые объекты. С целью повышения производительности установки был смонтирован РВС-2000.

С каждым годом происходит рост объемов добычи попутно добываемой воды.

В целях улучшения процесса подготовки попутно добываемой воды и снижения затрат предлагается внедрить новые решения:

- улучшить качество сбрасываемой воды за счет изменения технологической схемы подключения установки ППДВ, что позволит увеличить срок эксплуатации УЭЦН при КНС и снизить эксплуатационные расходы на ремонт УЭЦН;

- для осуществления сброса воды с УПСВН без задержки и организации закачки воды в систему ППД, предлагаю монтаж обводной линии для отсечения от технологии БЕ-1 на узле подготовки попутно добываемой воды;

- произвести замену дорогих в обслуживании и эксплуатации насосов грундфос на насосные агрегаты ЭНА большей производительностью.

- при расширении узла подготовки попутно добываемой воды до 6000 м3/сутки предусмотрено строительство РВС-2000. Предлагаю смонтировать трубопровод до РВС-а с линии подачи воды на насосы грундфос. Данную линию можно будет использовать при отказе насосов.

- для возможности работы РВС-2000 как, буферного, предлагаю смонтировать дополнительную перемычку с задвижкой между входным трубопроводом и выходным перед РВС-ом.

- с целью увеличения срока службы насосов, бесперебойной работы, предлагаю монтаж трубопровода подачи пресной воды с регулятором давления для подачи затворной жидкости к торцевым уплотнениям насосов грундфос подачи воды на УППДВ.

Рассмотрим некоторые из этих предложений. Схема монтажа трубопровода до РВС-2000 с линии подачи воды на насосы грундфос. Данный трубопровод позволит производить сброс воды в случае отказа насосов подачи воды на установку подготовки попутно добываемой воды, а также отказов насосов на КНС. По трубопроводу мы сможем принимать воду в РВС на некоторое время которое необходимо для устранения неполадок.

Схема монтажа перемычки между входным трубопроводом и выходным перед РВС-2000. Начинка данного резервуара предусматривает использование его как технологического (т.е. уровень в РВС должен быть не менее 8 метров). Для возможности работы данного РВС, как буферного, предлагаю смонтировать дополнительную перемычку снизу РВС, также данная перемычка позволит заполнить резервуар до необходимого уровня и дальнейшей работы.

Расчет экономического эффекта по всем поданным предложениям был произведен согласно разработанной памятке планово-экономического отдела. Общий экономический эффект составил около 5 млн. рублей.

Реконструкция УПСВ-4 «Кутема»

Д.Г. Миннугалиев (НГДУ «Нурлатнефть»)

В последние годы в республике наблюдается снижение удельной энергоемкости валового регионального продукта, что во многом является результатом политики руководства региона, направленной на оптимизацию и рационализацию промышленных

процессов за счет внедрения энергоэффективных технологий и использования возобновляемых ресурсов.

ПАО "Татнефть" придает большое значение проблеме экономии ресурсов. В 2011 году в Компании начала действовать «Программа энергоэффективной экономики» на период до 2020 года, направленная на снижение потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) .

Новая программа охватывает не только энергетические, но и природные, и материальные ресурсы. В НГДУ также уделяется большое внимание экономии ресурсов. Придумываются все более и более разнообразные схемы работ, схемы технологий, вводится новейшее оборудование. Итак, на основании всего вышесказанного, целью данной работы является рассмотрение возможности модернизации установок предварительного сброса воды на Кутеминском участке с возможностью экономии ресурсов.

Итак, рассмотрим с Вами принципиальные технологические схемы установок УПСВ – 4 и УПСВ – 5 для того, чтобы увидеть, как работают сейчас и как будут работать после проведения реконструкции.

Рассмотрим принципиальную технологическую схему УПСВ – 4, по которой она работает в настоящее время.

Технологическая схема УПСВ – 4 выглядит следующим образом: на УПСВ – 4 сырье поступает в количестве 2050 – 2150 тонн сутки в УПС № 1 где происходит частичный сброс воды, далее сырьевыми насосами через узел учета нефти, нефть проходит печи нагрева (ПП – 1.6). Нагретая водонефтяная эмульсия идет на отстой в УПС № 2. После частичного сброса воды нефть от УПС № 2 поступает в УПС-ы № 3 и № 4 где происходит более полный отстой и сброс воды. Далее уже обезвоженная нефть до 3 % поступает на УПВСН – 2.

Рассмотрим принципиальную технологическую схему УПСВ – 5.

Сырье на УПСВ – 5 поступает в количестве 2100 – 2200 тонн сутки в буферную емкости, откуда насосами откачивается для нагрева в печи (ПП – 0.63, ПБТ – 1.6). Нагретая водо–нефтяная эмульсия поступает в отстойники О – 1, 2, где происходит отстой и сброс воды. Далее обезвоженная нефть проходит узел учета и поступает в сырьевые буферные емкости УПВСН–2 в количестве 1100 – 1200 тонн сутки.

Вся основная идея реконструкции установок предварительного сброса в Кутеминском участке состоит в частичном объединении установок с перенаправлением всех потоков от УПСВ – 5 на УПСВ – 4 и отказ от эксплуатации УПСВ – 5 .

Рассмотрим принципиальную технологическую схему после реконструкции УПСВ-4.

Продукция скважин обводнённостью до 71 % поступает в концевой делитель фаз (КДФ), где осуществляется частичный сброс воды.

Частично обезвоженная нефть из КДФ поступает в нефтегазовые сепараторы со сбросом воды С-1,2., где происходит сепарация ПНГ и холодный сброс воды. Частично обезвоженная нефть из С-1,2 подается в буферную емкость Е-1. ПНГ из Е-1 направляется газоосушитель ГС-1.

Частично обезвоженная нефть из буферной емкости Е-1 с содержанием до 20 % воды подается сырьевым насосом Н-1/1,2 в путевые подогреватели П-1-3, где нагревается до 40 °С и поступает в отстойники нефти О-1,2.

Предварительно обезвоженная нефть с массовой долей воды до 5 % после отстойников нефти О-1,2 направляется в сырьевые буферные ёмкости УПСВН-2 «Кутема».

В результате реконструкции УПСВ-4 нам удастся:

- отказаться от УПСВ – 5 с дозагрузкой УПСВ – 4;
- снизить себестоимости предварительной подготовки нефти на УПСВ-4 с 250 руб./тн до 166 руб./тн.

Капитальные вложения составят порядка 102 млн. руб., срок окупаемости 5,0 лет, ЧДД составит 76 221 тыс.рублей.

Интенсифицирующие устройства для процессов обезвоживания и обессоливания нефти

И.И.Уразов (институт «ТатНИПИнефть»)

Большая часть месторождений Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется высокой обводнённостью продукции скважин, ухудшением свойств добываемой остаточной нефти, а также необходимостью применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и химических обработок призабойной зоны скважины. Всё это приводит к образованию высокоустойчивых водонефтяных эмульсий и как следствие к ухудшению процесса подготовки нефти. Это в свою очередь вызывает необходимость увеличения эксплуатационных затрат на подготовку продукции скважин: повышенный расход деэмульгатора, увеличение температуры нагрева на установках подготовки нефти (УПН), возрастание объёма дренажной жидкости, циркулирующей на УПН и т.д. Необходимо также отметить, что на многих УПН для диспергирования пресной промывочной воды в обессоливаемую нефть применяются устаревшие и малоэффективные диспергаторы, но и они лишь наполовину

решают задачу, т.к. не предусматривают после диспергирования процесс укрупнения капель воды.

В настоящее время весь объем подготовленной нефти, сдаваемой в систему АК «Транснефть», должен соответствовать I группе качества. Для улучшения процессов обезвоживания и обессоливания нефти институтом «ТатНИПИнефть» разработаны интенсифицирующие устройства, которые состоят из статического смесителя и коалесцента. Данные устройства представляют собой трубные элементы определённого диаметра, заполненные внутри интенсифицирующей насадкой. Смеситель обеспечивает эффективное смешивание пресной воды с нефтью для промывки её от хлористых солей. В коалесценторе происходит укрупнение капель воды в нефти, что облегчает их последующее осаждение в отстойных аппаратах. Необходимо отметить, что стоимость разработанных интенсифицирующих устройств ниже аналогичного оборудования других разработчиков и производителей. Блок-схема УПН с интенсифицирующими устройствами приведена на рис. 1.

В 2014 г. были проведены опытно-промышленные испытания интенсифицирующих устройств на Кичуйской УПВСН НГДУ «Елховнефть». Установка состоит из двух параллельных блоков обезвоживания и обессоливания нефти, где на 2-ом блоке были смонтированы данные устройства. Загрузка блоков по нефти в течение времени мониторинга была распределена равномерно. Результаты промысловых испытаний показали следующее:

- концентрация хлористых солей в товарной нефти снизилась на 15 %;

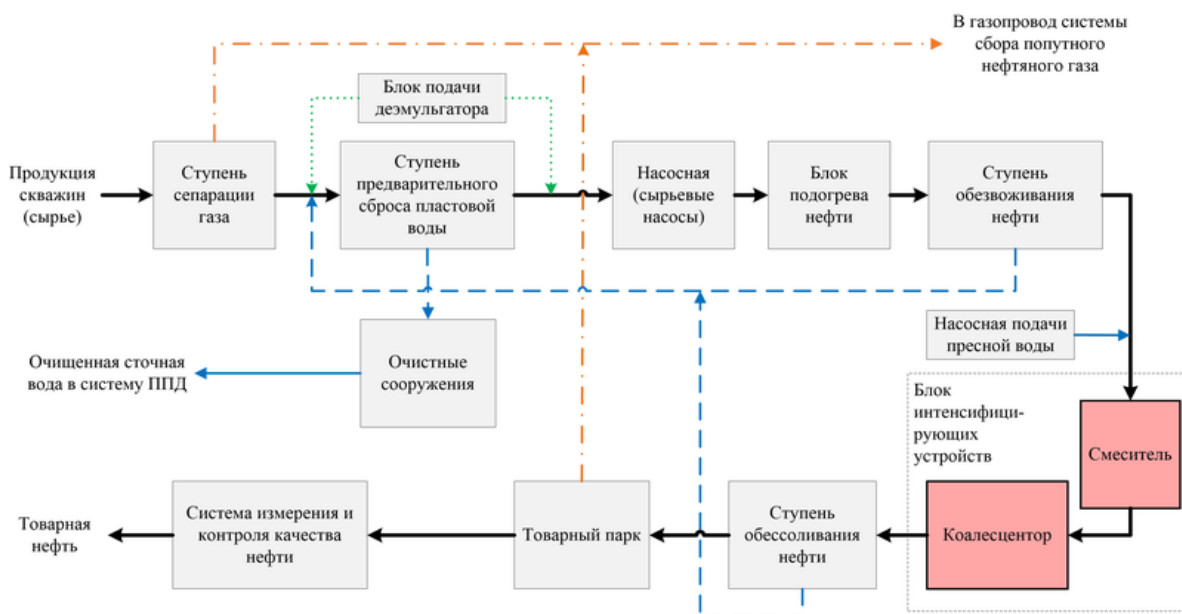


Рис. 1 – Блок-схема УПН с применением интенсифицирующих устройств

- снижение концентрации хлористых солей в нефти после блока №2 по сравнению с блоком № 1 составило около 35 %;

- снижение расхода пресной воды на блоке №2 по сравнению с блоком № 1 составило 32 %;

- подключение в работу интенсифицирующих устройств позволило отключить электрическое поле в электродегидраторах (ЭДГ) блока №2.

Применение интенсифицирующих устройств позволило повысить эффективность работы ступени обессоливания нефти и стабилизировать работу УПН в целом.

Разработанные интенсифицирующие устройства также внедрены на Кама-Исмагиловской УПВСН НГДУ «Лениногорскнефть», УПСВН «Ашальчи», УПВСН-1 «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть», УПН ЦППН НГДУ «Бавлынефть» и Кичуйской УПВСН НГДУ «Елховнефть».

Технико-экономический эффект от внедрения интенсифицирующих устройств достигается за счёт снижения затрат на пресную воду, электроэнергию и топливный газ. Среднегодовой экономический эффект от внедрения интенсифицирующих устройств перед одним электродегидратором (объемом 200 м³) составит 2,9 млн. руб., срок окупаемости – в течение года. Суммарный среднегодовой экономический эффект от внедрения данных устройств на 5-ти установках подготовки нефти составил более 60 млн. руб.

Строительство системы газосбора с объектов НГДУ «Ямашнефть»

Н.И. Мукатдисов (НГДУ «Ямашнефть»)

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) является одной из наиболее актуальных и острых в нефтегазовой отрасли. По разным оценкам в России сжигается ежегодно до 20 млрд. м³ НПГ. В настоящее время ПАО "Татнефть" является одной из ведущих нефтяных компаний России по степени утилизации нефтяного газа. В 2013 году благодаря запланированным мероприятиям по утилизации газа - строительство газопроводов, печей и электростанций объем утилизированного газа будет составлять более 95 %. В настоящее время из общего объема, добываемого на месторождениях ПАО "Татнефть" нефтяного газа на факелах сжигается около 50 млн. м³ в год.

При проведении сравнительной оценки технологий утилизации газа необходимо учитывать множество различных факторов, среди которых преобладающими являются две группы: технологические ограничения и экономическая эффективность. В настоящее

время на объектах ПАО "Татнефть", с которых нет возможности транспортировки газа на ГПЗ, применяются два метода утилизации попутного нефтяного газа:

- сжигание с получением тепловой энергии;
- сжигание с получением электрической энергии.

Наиболее сложными в выборе эффективных направлений утилизации газа оказались месторождения части центральной и западной зон, разрабатываемых НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть». Эти месторождения характеризуются средней плотностью и вязкостью нефти, предварительная подготовка которой не требует нагрева, следовательно, исключает необходимость использования печей. Объемная доля сероводорода в газе составляет от 1,2 % до 5,8 %. Объекты НГДУ разбросаны на большой территории, система газосбора отсутствует, поэтому большинство из известных методов утилизации ПНГ для них являются малоэффективными. Поэтому было проведено уточнение технологических решений по утилизации нефтяного газа на объектах НГДУ «Ямашнефть».

Согласно пункту 6 постановления РФ №1148 от 8 ноября 2012 года все лицензионные участки с процентом утилизации газа менее 95 % в НГДУ «Ямашнефть» делятся на две группы. К первой группе месторождений относятся те, на которых добывается менее 5 млн.м³ в год попутного нефтяного газа – это Архангельское (3,4 млн. м³), Тюгеевское (2,6 млн. м³), Екатериновское (0,9 млн. м³) и Сиреневское (1,3 млн. м³). Данные месторождения не попадают под действие повышающих штрафов и утилизацию газа на них необходимо производить в последнюю очередь. Ко второй группе месторождений относятся те, на которых добывается более 5 млн.м³ в год попутного нефтяного газа – это Шегурчинское (6,3 млн.м³), Красногорское (5,8 млн.м³), Березовское (6,7 млн.м³), Ерсубайкинское (12,1 млн.м³) и Ямашинское (7,1 млн.м³).

В 2013-2014 начнется реализация проекта «Обустройство системы газосбора по усеченному варианту» или 2 этап строительства микротурбинных электростанций Capstone на пяти объектах НГДУ «Ямашнефть». Исходный уровень использования ПНГ по данным за 2012 год в ПАО "Татнефть" 92,62 %. Внедренные микротурбинные электростанции (1 этап) в феврале текущего года потребили 776,2 тыс. м³ (27,72 тыс.м³/сут или 10,12 млн. м³/год) нефтяного газа, что соответствует повышению коэффициента утилизации по ПАО "Татнефть" в 2013 году в среднем на 1,11 %.

Из представленных результатов видно, что в варианте газосбора коэффициент утилизации газа по ПАО "Татнефть" превышает 95 %, достигая значения 96,3 %, благодаря полной утилизации газа на рассматриваемых лицензионных участках, разрабатываемым НГДУ «Ямашнефть» за исключением Ямашинского месторождения. В варианте использования энергоагрегатов Capstone коэффициент утилизации газа по

лицензионным участкам не достигает 95 %, но по компании ПАО "Татнефть" он выше 95 %. Так как в варианте внедрения электростанций из-за специфики его использования не весь газ утилизируется (часть газа будет сжигаться на факеле) и объем утилизированного газа ниже, чем при строительстве системы газосбора, то для компании ПАО "Татнефть" в целом целесообразно использовать вариант газосбора.

Технико-экономические показатели вариантов подтверждают целесообразность в качестве мероприятия по утилизации нефтяного газа с объектов НГДУ «Ямашнефть» строительство системы газосбора с утилизацией и транспортом нефтяного газа с объектов НГДУ, территориально расположенных вблизи ДНС-210 на МЦСП (с последующей его переработкой на МГПЗ).

Снижение эксплуатационных затрат на отдувку сероводорода из нефти путём использования водокольцевых компрессоров.

О.В. Янаева, Н.И. Мукалдисов (НГДУ «Ямашнефть»)

Проблема очистки нефти от сероводорода на нефтяных промыслах ПАО "Татнефть" является актуальной в связи с введением в действие требований ГОСТ Р 51858-2002, ограничивающих сдачу товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» с массовой долей сероводорода превышающей 100 млн^{-1} . На УПВСН НГДУ «Ямашнефть» для целей снижения сероводорода в нефти построено два узла, физического и химического метода нейтрализации сероводорода в нефти.

Химический метод обусловлен большой себестоимостью нейтрализации и применяется при проведении длительных ТО Миннибаевской установки сероочистки (МУСО) Управления «Татнефтегазпереработка». Физический метод обусловлен многократным воздействием нефти и очищенного попутного газа, поступающего от МУСО в колонне отдувки.

Проведен мониторинг работы колонны отдувки сероводорода из нефти за 2014 год. Результаты приведены в таблице 1.

Видно, что в летний период массовая доля сероводорода в товарной нефти превышает 100 млн^{-1} . Получение стабильных результатов снижения концентрации сероводорода в нефти ниже значения 100 млн^{-1} возможно путём дополнительным применением нейтрализатора сероводорода, либо снижением давления в колонне.

Таблица 1.

Мониторинг работы колонны отдувки сероводорода из нефти УПВСН НГДУ
«Ямашнефть»

Период времени	Температура нефти, °С	Давление в К-1, кг/см ²	Удельный расход газа, м ³ /м ³	Массовая доля H ₂ S в нефти, млн ⁻¹
01.01.2014-10.02.2014	62-64	0,8-1	3-3,5	75-83
10.05.2014-28.08.2014	40-52	0,9-1,1	4,5-5,5	85-107
8.10.2014-9.12.2014	53-61	0,8-1,1	3,8-5,1	81-97

Снижение давления в колонне возможно при использовании водокольцевых компрессоров. Выделены основные преимущества:

- снижения затрат на очищенный газ;
- повышения качества товарной нефти за счёт снижения концентрации сероводорода в нефти ниже 100 млн⁻¹ в летний период.

Снизить давление в колонне УПВСН НГДУ от 1 кг/см² до 0,4 кг/см² и подать газ отдувки в количестве 1400 м³/ч на КС при МУСО возможно, например, путём использования водокольцевого вакуумного насоса RVS40 производства Robuschi S.p.A. Производительность насоса составляет 1610 м³/ч, максимальное абсолютное давление на выкиде - 0,2 МПа, стоимость по ценам 2014 года - 1862,9 тыс. руб. Целесообразно использовать параллельно работающих два конденсатосборника V-200 м³ последовательно, установив между ними водокольцевой вакуумный насос.

Положительный эффект:

- 1) за счёт снижения давления в колонне с 1 кг/см² до 0,4 кг/см² при температуре 40 °С расход газа отдувки снижается на 1,6 м³/т.
- 2) снижается нагрузка на оборудование МУСО «УТНГП».

При реализации указанного предложения на УПВСН НГДУ годовые затраты на электроэнергию для снижения давления составят 0,35 млн. руб., а снижение эксплуатационных затрат на отдувку сероводорода из нефти составит 2,083 млн. руб. Так же экономический эффект будет достигнут за счет снижения подачи реагента-нейтрализатора сероводорода, уменьшение затрат составит 9,047 млн. руб.

Внедрение данных предложений позволило: снизить энергозатраты на 10,205 тыс.руб. в год; осуществлять автоматический контроль над качеством нефти при «подрезке» резервуаров насосными агрегатами; исключить попадания некондиционной

нефти в напорный нефтепровод ТП-ПСП; увеличить срок службы насосного оборудования ТП.

Решение проблемы подготовки устойчивых водонефтяных эмульсий на КУПВСН

Р.М. Афлятунов, Р.М. Шагадатов (НГДУ «Елховнефть»)

Основной задачей Кичуйской УПВСН НГДУ «Елховнефть» является приём продукции цехов добычи нефти и газа ее подготовка, учет, хранение, а так же сдача товарной нефти в строгом соответствии с ГОСТ.(51858)

Далее представлена принципиальная схема Кичуйской УПВСН по которой мы видим как нефтяная эмульсия с цехов добычи нефти и газа через СИКНС-2 поступает на установку и проходит весь цикл подготовки. Хочу обратить ваше внимание на блоки подготовки нефти где обезвоженная нефть из отстойников направляется в электродегидраторы, а дренажная жидкость из-за высокого содержания сульфида железа и гелеобразной водонефтяной эмульсии, причиной образования которой является избыточное содержание компонентов деэмульгатора и ПАВ, возвращается в поток сырой нефти перед второй ступенью сепарации для повторной подготовки.

Смешивание дренажной жидкости с блоков подготовки, содержащей большое количество сульфида железа и гелеобразной водонефтяной эмульсии, с нефтью поступающей с промыслов, часто приводило к её загрязнению и стабилизации эмульсии, увеличению толщины промежуточного слоя, уменьшению скорости его разрушения и при определённой толщине полному подавлению процесса перехода глобул дисперсной фазы в слой воды в технологическом сырьевом резервуаре. Это в свою очередь привело к накоплению промежуточного слоя в технологическом сырьевом резервуаре, а так же в аппаратах обезвоживания и обессоливания нефти. В настоящее время объём промежуточного слоя составляет 3200 м³, концентрация сульфида железа достигает 6400мг/дм³. Соответственно, возросла опасность срыва технологического процесса подготовки нефти и воды на Кичуйской УПВСН.

В поисках решения этой проблемы были проведены исследования влияния растворителей на процесс отделения воды из промежуточного слоя. Для опытов были использованы бензол, толуол и дизельное топливо. Опыты проводили при температуре эмульсии 60°С, перемешивая с растворителями в течение 3 мин., затем дали отстояться 2 ч. Отстаивание с использованием растворителя при умеренном нагревании даёт положительные результаты. Причем применение бензола оказывается наиболее эффективным. Исходя из выше изложенного и проведя сравнительный анализ

растворителей, предлагаю использовать в качестве растворителя – газовый конденсат, реализуемый Кичуйской УПВСН, близкий по своему составу с бензолом.

Изучив проблемные участки, учитывая результаты проведённых исследований для решения этой проблемы, предлагается осуществлять сброс подогретой дренажной жидкости с температурой 40°С содержащей большое количество сульфида железа и гелеобразной водонефтяной эмульсии с блоков подготовки в отдельный отстойный аппарат О-2/1, при этом в поток поступающей в отстойник жидкости дополнительно подавать газовый конденсат (газолин) с конденсатасборника Е-7 в объёме 40-50 м³/сут, не смешивая с продукцией, поступающей с промыслов. При попадании в отстойник и перемешивании с подогретой устойчивой эмульсией, газовый конденсат, всплывая наверх, увлекает за собой нефтепродукты т.к. плотность газового конденсата значительно меньше плотности сточной воды. После этого нефть с концентрацией сульфида железа 125 мг/дм³ направляется в существующую систему подготовки, а сточная вода с концентрацией сульфида железа около 400 мг/дм³ дренируется по мере необходимости в технологический водяной резервуар №7.

При этом, предложено использовать существующее оборудование отстойник V=200 м³ и существующую обвязку данного отстойника. Для организации подачи газового конденсата с Е-7, требуются минимальные финансовые вложения, для закупки материала и монтажа этой линии D-89мм длиной 130м, с выкида погружного насоса №14 (НВ 50/50), установленного на Е-7, на приём отстойника О-2/1. Это позволит применить данный способ подготовки дренажных водонефтяных эмульсий на Кичуйской УПВСН с незначительными капитальными вложениями.

Экономический эффект от внедрения данной технологии составит - 9139,6 тыс.руб.;

ЧДД – 8218,7 тыс.руб.

Данное предложение позволяет минимизировать риск срыва технологии подготовки нефти и сточной воды для ППД за счёт снижения роста объёма промежуточных слоёв а так же позволяет максимально снизить затраты на их утилизацию и приводит к снижению затрат на повторную подготовку нефти.

Варианты обеспечения теплоснабжения САУКПН без котельной

В.Ф. Валькаев (НГДУ «Альметьевнефть»)

Большинство объектов подготовки нефти ПАО "Татнефть" проектировались и строились в период 1956 – 1976гг. и были рассчитаны на «большую нефть». Но, в связи со снижением объёмов добычи нефти и увеличением обводнённости продукции скважин

технологические процессы и оборудование объектов подготовки нефти требуют существенных реконструкций и оптимизаций. Кроме этого, существующее оборудование и технологии, выполненные по проекту 50-х годов, на сегодняшний день морально и физически устарели, и, являются энергоёмкими и малоэффективными. Высокое потребление электроэнергии, выбросы тепловой энергии в атмосферу не позволяют снижать эксплуатационные затраты на подготовку нефти.

Работа печи нагрева нефти САУКПН сопровождается круглогодичной работой котельной, которая вырабатывает пар для обеспечения пожаротушения печи (требование правил безопасности нефтяной и газовой промышленности). Паровая котельная эксплуатируется с 1959 года и требует капитального ремонта. Тепловая энергия, вырабатываемая котельной в виде перегретого водяного пара, направляется в систему стационарного пожаротушения печи и отопление производственных помещений в зимнее время. Затраты на выработку пара только в летнее время на систему стационарного пожаротушения составляют порядка 5 млн.рублей.

Для решения выше описанной проблемы предлагается обустроить новые печи нагрева нефти ЦС-345 системой пожаротушения с применением азота.

Для полного отказа от эксплуатации котельной необходимо обеспечить обогрев производственных помещений в зимнее время. Данный вопрос решается путём строительства теплового узла, который представляет собой группу высокоэффективного теплообменного оборудования, где используется тепловая энергия нефти после колонны стабилизации. Возврат «бросового» тепла в технологический процесс подготовки нефти, позволяет успешно реализовать данную технологию.

Снижение температуры готовой нефти на Карабашской УКПН

П. Вдовин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Целью данной работы является поиск решения проблемы снижения температуры готовой нефти, оптимизации затрат на ее подготовку, а также доведения ее качества до требований ГОСТ.

Карабашский узел является основным узлом подготовки и перекачки(сдачи) девонской нефти НГДУ «ЛН». Работа УКПН основана на блоках обезвоживания и обессоливания, стабилизации, а также 1и2 блоке по выработке печного топлива и РПН.

На Карабашской установке комплексной подготовки нефти ежегодно подготавливается до 1млн.900 тыс. тонн готовой нефти, вырабатывается 48400 тонн ШФЛУ, 30 тыс.тонн печного топлива, 2600 тонн РПН.

В настоящий момент технология подготовки нефти заключается в следующем: Сырая нефть с обводненностью 1-3% с резервуаров предварительного сброса ТП через буферные резервуары поступает на Карабашскую УКПН на прием сырьевых насосов группы Н-101. На УКПН сырая нефть нагревается в теплообменниках за счет тепла уходящей готовой нефти, отстаивается в отстойниках, обрабатывается электрическим полем в электродегидраторах. Обезвоженная и обессоленная нефть насосами Н-102 направляется в блок стабилизации через теплообменники Т-106. Процесс стабилизации происходит в ректификационной тарельчатой колонне. С верха колонны отбирается широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), а стабильная нефть из куба колонны проходя через группу теплообменников Т-106,Т-101,Т-108 направляется в резервуары готовой нефти товарного парка, где после накопления и проверки качества сдается в систему "Транснефть" через СИКН №200.

Поддержание температуры нефти в заданном диапазоне при подготовке и сдаче нефти через СИКН №200 является проблематичным, особенно в летнее время.

Согласно методике измерений, применяемой при учете сдаваемой через СИКН нефти, а так же требований ГОСТ 1510-84, температура нефти не должна превышать 30°C.

В 2013 году были получены изменения в ТУ на подключение объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам АК "Транснефть", согласно которым допустима перекачка нефти с температурой до 35°C. Следует учесть дополнительный нагрев нефти на 2-3°C при перекачке насосами АРНУ.

В то же время проектом Карабашской установки комплексной подготовки нефти (КУКПН) предусмотрено охлаждение нефти до 40°C. Для достижения температуры 35°C соответствующей ГОСТ 1510-84 на выходе с КУКПН приходится увеличивать количество теплообменной аппаратуры. При этом в летнее время для уменьшения температуры готовой нефти приходится снижать температуру в нефтенагревательных печах, что приводит к снижению выработки ШФЛУ и как следствие невыполнение Приказа №1. При охлаждении готовой нефти до температуры 35°C происходит интенсивная кристаллизация парафинов нефти и отложение их на стенках труб. Ежегодно расходуется более 4 млн. рублей на восстановление эффективности работы теплообменников.

В 2005 году была произведена переобвязка группы теплообменников Т-101 с целью промывки от АСПО горячей нефтью поступающей от стабилизационной колонны К-101, а также растворителем парафина нефтяного (РПН) от 1 блока печного топлива.

В 2013 году были проведены опытные работы по промывке теплообменников от АСПО поверхностно-активными веществами (ПАВ), растворенных в технической воде. Для проведения испытаний была заказана спецтехника(ЦА-320), использована емкость в

которой с водой (с температурой 85град.) растворяли ПАВ, перемешивали и промывали полученным раствором теплообменник посредством ЦА-320. В результате испытаний по промывке теплообменников горячей нефтью, РПН, ПАВ ощутимых результатов достигнуто не было. Также следует отметить, что такие же результаты при проведении подготовительных работ перед ремонтом теплообменников получаются за счет пропарки без привлечения спецтехники и расхода технической воды.

Для решения данной проблемы предлагается внедрить дополнительную группу из двух теплообменников для охлаждения готовой нефти в летний период времени, технической водой с температурой около 10°C, которая является оборотной и используется для кольцевого водоснабжения а также питания котельной №1, промышленной экологии, КТП, КОС, бензосклада и ПЧ-21. Так как в этих теплообменниках будет наибольший охлаждающий эффект, можно будет поднять температуру в основных теплообменниках выше 35°C. В таком случае основное отложение АСПО будут на поверхностях предлагаемых теплообменников. И таким образом можно будет производить чистку ежегодно только двух.

Выполнение этих мероприятий обеспечит соответствие характеристик товарной нефти, сдаваемой через СИКН №200 требованиям ГСОТ 1510, Методики измерений при сдаче нефти с применением СИКН и технических условий на подключение объектов нефтедобычи ПАО "Татнефть" к магистральному нефтепроводу «Карабаш-Альметьевск» АРНУ ОАО «СЗМН», позволит стабилизировать выработку ШФЛУ, а так же снизить затраты цеха на чистку теплообменников, увеличив межремонтный период.

Перспективные методы борьбы и удаления донных осадков в резервуарах на примере ТТП

В.Ф. Валькаев (НГДУ «Альметьевнефть»)

Сырьем для Тихоновского товарного парка является продукция скважин ЦДНГ-1 и ЦДНГ-5. Поступающая оттуда жидкость не представляет собой чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный газ, твердые частицы мех. примесей, в результате чего на внутренней поверхности резервуара и его начинки накапливаются донные отложения в больших объемах.

Основные причины образования резервуарных отложений:

1. Низкая температура подготовки нефти (средняя за сезон 15 С);
2. Высокая температура плавления парафина (60 С);

3. Возможным источником АСПО также является нефть с высоким содержанием парафина, добываемая из скважин со вскрытым нефтеносным горизонтом Д0. Скважины со вскрытым горизонтом Д0 имеют большой дебит по нефти, а также проблему отложения парафинов в усовых нефтепроводах;

4. Основной из причин появления донных отложений в резервуарах также нужно отметить пропарку технологического оборудования нефтедобычи от АСПО при проведении ремонтных работ.

Лабораторные исследования показали, что при высокотемпературном воздействии АСПО разжижается. Однако после остывания ниже 30 С превращается в густую массу напоминающую пластилин. Поэтому, пропарка резервуара для нагрева нефтешлама недопустима при проведении чистки резервуара.

С данным явлением нам приходится сталкиваться в основном на теплообменном оборудовании и трубопроводах САУКПН, где происходит нагрев и далее охлаждение до температуры ниже 25-30 С.

Борьба с причинами возникновения парафиновых отложений является очень сложной, дорогостоящей задачей, и это требует комплексного подхода со стороны всех отделов и служб. К тому же высока вероятность неэффективности и нецелесообразности борьбы с источниками парафиновых отложений.

В связи с этим приходится бороться с этой проблемой на конечной стадии на объектах подготовки нефти.

На сегодняшний день мы применяем два способа очистки резервуаров и емкостного оборудования:

1 способ – ручной - заключается в выборке отложений с использованием ручного инструмента (лопаты, скребков и т.д.). Отложения собирают в емкость и удаляют из резервуара в корыто возле резервуара, далее их вывозят на переработку с помощью УДС и самосвалов.

2 способ – гидромеханизированный - нефтепродукт разжижается и смывается с днища струей воды под давлением, далее легкую часть откачивают на очистные сооружения, а тяжелую вывозят на переработку.

При чистке резервуаров с применением этих традиционных способов чистки, затраты только на спецтехнику без учета ручного труда достигают до 2 млн.рублей на чистку одного резервуара.

Изучив данную проблему, мы предлагаем новый способ чистки резервуаров, который состоит из двух основных этапов:

1 этап – Использование устройства размыва донных отложений «Тайфун» ;

2 этап - Удаление из резервуара остатков нефтешлама при помощи роторно-лопастного насоса фирмы Vogelsang.

Основной экономический эффект предлагаемого способа чистки резервуаров складывается от снижения потерь нефти при вывозе на НШУ и стоимости чистки резервуара за счет использования новейших технологий по недопущению образования донного слоя и составляет более 1 млн. рублей при чистке одного резервуара за первый год внедрения устройства «Тайфун». Необходимо отметить, что стоимость экономии с последующими чистками увеличится в 2-2,5 раза, т.к. не потребуется больше приобретать устройство для размыва донных отложений «Тайфун».

Определение количества нефти в эмульсионном слое РВС

Д.Ю. Самойлов (ООО «ГБТ»)

При хорошем отстое и нормальном ходе технологического процесса толщина эмульсионного слоя в РВС не изменяется во времени, а происходит только его перемещение по вертикали технологического резервуара. Совершенно другая ситуация возникает, когда в ходе технологического процесса начинает расти эмульсионный слой, а слои нефти и воды становятся незначительными или вообще исчезают. Если это происходит, например на УПС, то в таком случае возникает риск сброса неподготовленной воды на КНС и откачки нефти с большим содержанием воды в сторону установки подготовки нефти. Также независимо от качества технологического процесса всегда требуются точные ответы на вопросы, какое количество нефти находится в эмульсионном слое, и как эта нефть распределяется по столбу эмульсионного слоя в резервуарах, в которых происходит отстой. Практика эксплуатации резервуаров имеет многочисленные факты образования не разрушаемых стойких слоев нефтяных эмульсий, между которыми также образуются слои нефти с различной обводненностью, так называемый «слоеный пирог».

Ответы на данные вопросы были получены в результате НИОКР 2012 года, которую проводило ООО «Татинтек» с привлечением ООО «НИЦМИ» г. Уфа. В данной работе была исследована применимость датчика УМФ-300 для определения количества нефти в резервуарах, в которых присутствуют межфазные слои жидкости. Принцип действия датчика УМФ-300 основан на распространении электромагнитного сигнала по волноводу, помещенному в среду с разными физико-химическими свойствами. Датчик позволяет определить границы раздела фаз, если таковые существуют, и идентифицировать среду, которая находится в выделенных слоях жидкости. Это основное отличие датчика УМФ-

300 от уровнемеров поплавкового типа, которые по физике измерения неспособны определить такие слои, и более того, в практике известны много случаев, когда межфазные поплавки просто врастали в межфазные слои и давали искаженные результаты измерений.

Для выявления системной закономерности результатов измерения скорости распространения электромагнитной волны при расчете количества нефти в эмульсионном слое был разработан исследовательский стенд. Датчик УМФ-300 был смонтирован в трубе, которая заполнялась жидкостью с разной концентрацией вода/масло. После чего запускался насос, и производилось измерение скорости распространения электромагнитной волны в перемешанной жидкости. Далее производился отстой жидкости, после чего измерение производилось для разделенной жидкости. Средние значения распространения электромагнитной волны для смешанных и разделенных сред заносились в таблицу экспериментальных значений.

По полученных результатам стало видно, что значения средней скорости распространения электромагнитных волн в смешанных и разделенных средах имеют отличия, и это объясняется отличием физико-химического состояния веществ вода/масло (смешанная и разделенная жидкости). Средняя скорость в перемешанной среде не является средневзвешенной скоростью каждой фракции отдельно. При этом выявлено, что максимальное отклонение скоростей находится на границе 50%, и отсутствие отклонений наблюдается в крайних точках измерения, когда жидкости однородны, либо масло, либо вода. Данный фактор учтен в алгоритме расчета количества нефти в эмульсионном слое. Но самым важным и неоспоримым результатом данных исследований явилось то, что во всем диапазоне от 0 до 100% изменения соотношений вода/масло получены устойчивые значения, приближенные к линейной характеристике, что открывает большие перспективы для дальнейших исследований и практического применения данного метода.

После проведения исследований был разработан программный модуль для расчета количества нефти в эмульсионном слое. Далее было проведено сличение расчетных показаний определения нефти в резервуаре, выполненных методом отбора ручных проб и с помощью системы измерения уровней УМФ-300. Испытания производились специалистами НГДУ «Бавлынефть» по инициативе начальника НГДУ. Относительное отклонение 17 января 2013 года составило 3,56%, 18 января 2013 года 5,3%, 22 января 2013 года -1,4%. Получены довольно точные результаты.

Для объективной оценки точности измерения представленных решений был заключен договор с ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт

расходомерии» г. Казань, где были успешно проведены метрологические испытания с помощью Государственных эталонов.

Экономическая эффективность от внедрения

Сумма затрат на проведение НИОКР и разработку программного комплекса составила 2850 тыс. руб.

Показатели экономической эффективности следующие: ЧДД – 6251 тыс. руб. (за срок эффекта – 10 лет), ИДД – 1,8, дисконтированный срок окупаемости – 2,4 года.

Новая серия реагентов для подготовки нефти

Р.И. Шамсуллин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Качество товарной нефти - это важнейший показатель результата слаженной работы всех подразделений нефтедобывающего предприятия, начиная от разведки и бурения скважин, заканчивая сдачей нефти потребителю.

Одним из важных показателей качества товарной нефти является содержание сероводорода и меркаптанов, которое не должно превышать 100 ppm (г/т) в товарной форме, а их содержание в сырой нефти может достигать до 800 ppm (г/т). Для нейтрализации растворенного сероводорода и меркаптанов в цехах подготовки и перекачки нефти на последней стадии применяют нейтрализатор сероводорода и меркаптанов. На объектах ПАО "Татнефть" для данных целей используется реагент Реатон-12-1 стороннего разработчика.

Учитывая актуальность данного направления производства химических продуктов мною, в составе коллектива соавторов были разработаны новые рецептуры поглотителей сероводорода и меркаптанов серии ТНХС-ПС.

Подбор компонентов для разработки новых составов поглотителей сероводорода осуществлялся на основе сырья открытой, известной химической формулы, производители которых находятся на территории Российской Федерации. Это позволит нам осуществлять подбор компонентов на альтернативной основе, тем самым иметь возможность оптимизировать составы готовых продуктов.

Основная масса выпускаемых, на сегодняшний день, нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов содержат летучий формалин, который в свою очередь негативно сказывается на организме человека.

В процессе осуществления производственной деятельности для нашего предприятия на первом месте стоит принцип сохранения жизни и здоровья людей. С этой целью состав

реагентов разрабатывался на основе триазина, без содержания свободного формалина, что позволит исключить воздействие вредных факторов на организм человека.

В ходе проведения работ нами было проанализировано и составлено более 100 опытных образцов нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов, каждый из которых прошел опытно-лабораторные испытания. Отбор разработанных рецептур основывался на принципах экономичности, экологичности, безопасности производства и эксплуатации и эффективности. В итоге было отобрано 3 состава нейтрализаторов, которые по своим качественным характеристикам не уступают отечественным и зарубежным аналогам.

С целью определения преимущества разработанных составов ТНХС-ПС, были проведены сравнительные лабораторные испытания с нейтрализатором сероводорода Реатон 12-1, применяемым на объектах ПАО "Татнефть", согласно которых реагент ТНХС-ПС марки 302 показал более высокую эффективность.

Одной из важнейшей характеристикой эффективности нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов является расходный коэффициент. Данный показатель характеризует необходимый расход реагента для нейтрализации 1 грамма сероводорода в нефти, который для ТНХС-ПС м. 302 составляет 3 - 4 г, для Реатон 12-1 – 4 - 5 г.

На данный момент на реагенты серии ТНХС-ПС оформлены и получены все разрешительные документы и сертификаты.

Проведены опытно-лабораторные испытания в институте «ТатНИПИнефть», в ходе которых были получены положительные рекомендации к проведению опытно-промышленных испытаний.

Расчет экономического эффекта от замены нейтрализатора сероводорода и меркаптанов Реатон-12-1 на ТНХС-ПС м. 302 основывается на разнице стоимости конечного продукта. Стоимость 1 т. готового продукта Реатон-12-1 составляет 52 тыс. 500 руб., ТНХС-ПС м. 302 – 43 тыс. 700 руб. Годовая потребность в нейтрализаторе сероводорода и меркаптанов составляет 4 тыс. 173 т., следовательно экономический эффект для ПАО "Татнефть" составит 36 млн. 722 млн. 400 руб. В свою очередь экономический эффект для ООО «Татнефть-ХимСервис», с учетом рентабельности 3%, составит 5 млн. 470 тыс. 803 руб.

Выводы:

Разработка и внедрение новых нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов серии ТНХС-ПС позволит:

- привлечь дополнительный объем производства в количестве 4 тыс. 173 т.;
- исключить воздействие вредных факторов на организм человека;

- обеспечить экономический эффект в размере 36 млн. 722 тыс. 400 руб. для ПАО "Татнефть" и 5 млн. 407 тыс. 803 руб. для ООО «Татнефть-ХимСервис».

Новая линейка деэмульгаторов серии ТНХС-ДЭ

М.Н. Доможирова (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Процесс подготовки нефти один из важнейших этапов в нефтяной промышленности. От него зависят качество и стоимость товарной нефти, а также качество производимых нефтепродуктов.

При добыче обводнённой нефти в скважинах и промысловых трубопроводах, в следствие интенсивного турбулентного перемешивания смеси нефть-газ-пластовая вода, образуются эмульсии. При этом на поверхностях раздела фаз происходит накопление эмульгаторов (асфальтены, смолы, парафины, соли), содержащихся в добываемой жидкости. В результате поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть-вода понижается, что способствует диспергированию капель воды (нефти).

Водонефтяная эмульсия - это система нефть-вода, в которой одна из жидкостей диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул).

Образование устойчивых высоковязких эмульсий вызывает серьёзные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти. Снижает показатели работы насосных установок, так как происходит увеличение перегрузок электродвигателя из-за увеличения давления жидкости. Ухудшаются пропускная способность и надёжность трубопроводов из-за высоких значений вязкости жидкости и давления.

При промысловой подготовке нефти на месторождениях широко применяются реагенты-деэмульгаторы.

На сегодняшний день ООО «Татнефть-ХимСервис» производит деэмульгаторы, по рецептурам таких сторонних разработчиков: Химтехно, Напор, НИИнефтепромхим, Проминдустрия, Гектор и др., также выпускаются реагенты, разработанные совместно со специалистами "ТатНИПИнефть" ТНН-2.1 и ТНН-2.1Б которые успешно применяются в НГДУ ПАО "Татнефть".

Следует отметить, что в состав производимых деэмульгаторов входят дорогостоящие сырьевые компоненты (концентраты). Состав данных компонентов является коммерческой тайной и следовательно ООО «Татнефть-ХимСервис» полностью зависит от фирм-поставщиков сырья в части цены на готовую продукцию.

В структуре ценообразования нефтепромысловых реагентов основные затраты приходятся на сырьё (80%). Также весомый вклад в структуру цены вносят затраты на производство продукции (20%).

В данной работе рассмотрено решение такой актуальной задачи, как снижение стоимости готовой продукции с целью продвижения ее на рынке.

Проведенные маркетинговые исследования показали, что производимая ТНХС продукция имеет достаточно конкурентоспособную цену при одинаковом уровне эффективности по сравнению с другими рецептурами. Так как в составе имеются концентраты фирм-конкурентов, то нет возможности существенно повлиять на цену продукции в сторону ее снижения. Поэтому было принято решение о разработке собственных рецептур на основе формульной химии.

Задача: разработка эффективного деэмульгатора, обеспечивающего высокую степень разделения водонефтяной эмульсии, деэмульгатора с оптимальным соотношением цена/качество, который был бы конкурентоспособным как на рынке группы компаний "Татнефть", так и на внешнем рынке.

Для контроля качества поступающего сырья и для разработки новых составов промышленной химии в 2013 году был приобретен ИК-Фурье спектрометр «ИнфраЛЮМ-ФТ-08», предназначенный для регистрации и исследования спектров органических соединений в инфракрасной области. В течение года была проведена огромная работа по изучению рынка сырьевых компонентов. Исследовано более 300 реагентов различных фирм-производителей формульной химии и концентратов (НПФ НИИ ПАВ, ОАО «Котласский химический завод», Clariant, Akzonobel, Lonza), т.е. химпродуктов, имеющих определенную химическую формулу и совершенно четкие физико-химические свойства.

Лабораторные испытания деэмульгаторы серии ТНХС-ДЭ прошли успешно, полученные результаты по своим показателям сопоставимы с деэмульгаторами, применяемыми на объектах ПАО "Татнефть".

Все полученные композиции были проанализированы согласно стандартным методикам и выявлены составы с высокими показателями эффективности. В первом полугодии 2015 года планируется проведение стендовых испытаний деэмульгаторов серии ТНХС-ДЭ на объектах НГДУ «Альметьевнефть».

Ожидаемый экономический эффект от внедрения деэмульгатора ТНХС-ДЭ-407 в ПАО "Татнефть" (при успешном прохождении ОПИ) составит ориентировочно 2,5 млн. руб./год, для ООО «Татнефть-ХимСервис» экономический эффект составит 405 тыс.руб./год.

Реагенты серии ТНХС-ДЭ обладают хорошими эксплуатационными свойствами, такими как: высокая степень разделения эмульсий; низкое содержание воды в товарной нефти. Оптимальное соотношение цена/качество деэмульгаторов ТНХС-ДЭ обуславливает снижение затрат на подготовку нефти.

О возможности создания подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан

А.Г. Сумский (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Подземные хранилища газа и нефтепродуктов являются необходимым элементом энергообеспечения всех индустриально-развитых стран и отдельных регионов. Наличие таких хранилищ различного масштаба позволит решать вопросы стабильного снабжения промышленных центров энергоносителями и избежать, либо смягчить болезненные кризисные ситуации. Подземные хранилища газа (ПХГ) играют все возрастающую роль в обеспечении бесперебойных поставок природного газа потребителям. ПХГ обеспечивают сглаживание вызванных резкими колебаниями температуры пиковых нагрузок в потреблении газа, предотвращают перебои в поставках в случаях аварий и других непредвиденных обстоятельств в газотранспортной сети, обеспечивают хранение стратегически важных резервов природного газа.

Подземные хранилища газа и нефтепродуктов имеют многоцелевое назначение и служат для решения следующих проблем:

1. Регулирование сезонной неравномерности потребления.
2. Дополнительная подача газа и нефтепродуктов в случае экстремальных похолоданий и природных катаклизмов.
3. Резервирование газа и нефтепродуктов на случай аварийных ситуаций в системах снабжения энергоносителей.
4. Создание надежного резерва УВ - сырья в случае непредвиденных экономических кризисных ситуаций и экономических диверсий.
5. Создание стратегического запаса углеводородного сырья.

Решение этих задач возможно при создании сети хранилищ различного емкостного масштаба вблизи промышленных центров и по линиям магистральных трубопроводов.

В настоящее время в Республике Татарстан выполняются работы связанные со строительством Арбузовского ПХГ в Республике Татарстан. Это обусловлено (С.Медведев «Нефтегазовая Вертикаль», N 13-14/2013) необходимостью повышения надежности газоснабжения и эффективности регулирования сезонной неравномерности

газоснабжения РТ. Регулирование достигается за счет хранения природного газа в подземном пласте во время периода закачки газа (весна-лето) и подачи его из пласта потребителю вовремя периода отбора газа (осень-зима).

Вместе с тем для Республики Татарстан весьма актуальным является вопрос о создании газгольдерных и пиковых ПХГ. Создание ПХГ различного емкостного масштаба позволит исключить возникновение сезонных перебоев в газоснабжении и удовлетворить растущую потребность в природном газе Приказанского района, Нижнекамского промышленного узла и предприятий особой экономической зоны «Алабуга», особой экономической зоны технико-внедренческого типа "Иннополис", комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов "ТАНЕКО" и др.

К настоящему времени на территории Республики Татарстан проведен широкий комплекс как региональных, так и детальных геолого-геофизических исследований.

Полученные материалы могут быть с успехом использованы в аспекте дальнейшего развития сети газовых хранилищ на территории Республики Татарстан.

Выполненные современные сейсморазведочные работы внесли существенные корректировки в размеры выделенных ранее поднятий. Важно, что по материалам сейсморазведки МОГТ закартировано (выявлено и подготовлено) по отражающему горизонту «У» на порядок больше сейсмоподнятий), чем выделяемых ранее по ассельскому структурному плану. Сопоставление данных – ассельского и по «У» показало, что в большинстве случаев размеры поднятий и их конфигурация существенно различны - по «У» как правило, меньше. Получен принципиально новый материал для оценки территории в рамках изучения вопросов по выделению объектов, перспективных для создания подземных хранилищ газа.

При выделении перспективных объектов для создания подземных хранилищ газа на землях распределенного и нераспределенного фонда западного Татарстана (в коридорах 30 км от магистральных газопроводов) на первом этапе необходимо комплексное специализированное обобщение всего накопленного материала включающего: работу с первичным материалом структурного и глубокого бурения (анализ дел скважин - осложнения в процессе бурения, газовые выбросы и т.д.); анализ результатов промыслово-геофизических исследований скважин, опробовательских работ; данных лабораторных анализов кернового материала и пластовых вод; выделение в разрезе осадочного чехла коллекторов и покрышек; построение комплекта литофациальных карт, толщин коллекторов и покрышек; выбор перспективных объектов и проведение на них дополнительных исследований включающих переинтерпретацию материалов сейсморазведки и проведение полевых геохимических исследований; выбор

первоочередных объектов для создания подземных хранилищ газа и направления дальнейших работ.

Технология подготовки сложной эмульсии на УПН ЦППН

С.А. Шафигуллина (НГДУ «Бавлынефть»)

В процессе сбора и подготовки нефти образуются сложные водонефтяные эмульсии, которые накапливаются в емкостном оборудовании.

На установку подготовки нефти НГДУ «Бавлынефть», на которую поступают смешанные угленосные и девонские нефтяные потоки, основная причина образования трудно-разрушаемых эмульсий является наличие сульфида железа. Большие концентрации сульфида железа, образующегося в результате смешения потоков, приводят к стабилизации водонефтяной эмульсии, накоплению ее в емкостном оборудовании, и как следствие этого, к осложнениям при ее подготовке. Для их разрушения недостаточно традиционной технологии. При накоплении эмульсий в емкостном оборудовании происходит:

- ухудшение технологического режима;
- ухудшение качества продукции;
- потери нефти в виде нефтешлама;
- повышение эксплуатационных затрат.

Нами был произведен анализ по составу сложной эмульсии и подобрана технология ее разрушения. Мы видим, что сложная эмульсия содержит большое количество сульфида железа, а также вода и мех.примеси.

На 01.03.2015 мы имеем 3720 м³ сложной нефтяной эмульсии. Из нее мы можем получить около 50% нефти для дальнейшей подготовки.

Визуально представлена сложная эмульсия под микроскопом, из которой мы видим большое количество воды и сульфида железа.

Были изучены технологические приёмы (методы) разрушения высокоустойчивых водонефтяных эмульсий и выбран наиболее эффективный и приемлемый для нашей эмульсии. Для этого были выполнены лабораторные испытания с применением различных способов.

Результаты испытания методов:

1. Применили реагент СНПХ-4802 и деэмульгатор ТНН-2.1 в различных соотношениях, ожидаемого эффекта разрушения эмульсии не произошло;
2. Использовали температуру 60⁰С без реагента - отделения воды нет.

3. Использование температуры с реагентом – эффект 10% воды отделилось;
4. Использовали центрифугу с реагентом без нагрева – эффект 36% воды отделилось;
5. Использование центрифуги с реагентом и нагревом – эффект 82% воды отделилось.

Наиболее эффективным как вы видите является применение центробежной силы, центрифуги.

Показана внедренная схема установки подготовки осложненной эмульсии в НГДУ «Альметьевнефть».

Предлагается типовая схема подготовки сложной эмульсии с применением центрифуги.

Ожидаемым результатом от внедрения центрифуги является сокращение рисков ухудшения и сбоя технологического режима подготовки нефти на УПН ЦППН НГДУ «Бавлынефть», дополнительная нефть, которая не попадет под утилизацию в виде нефтешлама, а также сокращение затрат на транспортировку нефтешлама.

Объем инвестиций составил – 30 млн. руб. Срок окупаемости с начала работы составляет 4,91 года, чистый дисконтированный доход составил 3691 млн. руб. Индекс доходности составил 1,07.

Таким образом, внедрение центрифуги позволит нам:

- избежать сбоя режима подготовки нефти;
- избежать потери нефти с промыслом в виде нефтешлама;
- сократить затраты на утилизацию сложной эмульсии.

Перераспределение потоков для стабилизации процесса подготовки нефти на Сулеевской ТХУ

Р.Р. Насибуллин, И.Р. Нурутдинов (НГДУ «Джалильнефть»)

Сырая нефть на СТХУ поступает двумя потоками:

Первый поток – это водонефтяная эмульсия поступающая с ДНС-10с, у которой обводненность до 90% и низкий газовый фактор.

Второй поток – это сырая нефть поступающая с УПСВ совместно с нефтью ДНС-3с. Особенность данного потока является низкая обводненность до 5%. Однако, высокий газовый фактор вызывает барботаж в сырьевом резервуаре СТХУ.

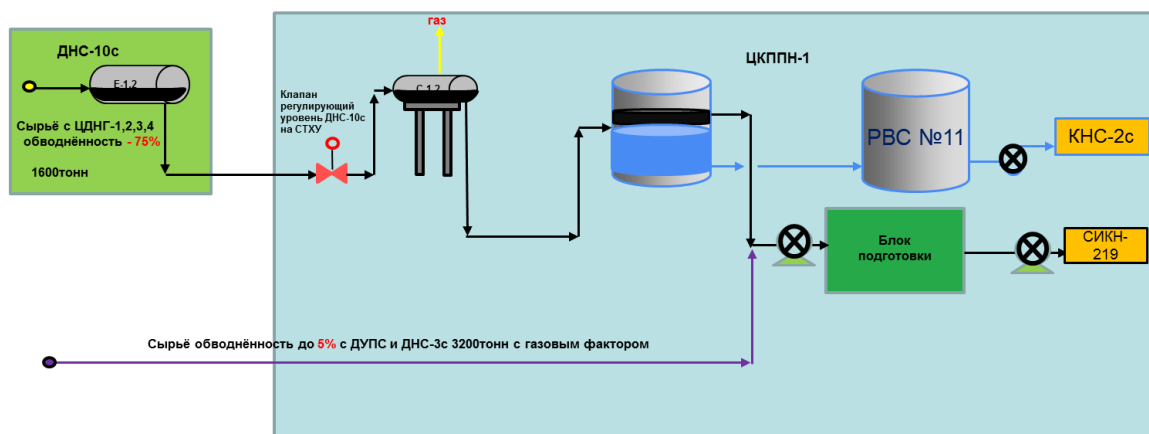


Рис.1 Принципиальная схема установки до внедрения.

Проведённый анализ существующей схемы сбора нефти на Сулеевской ТХУ выявил проблемные участки.

Проблема первого потока: при поступлении большого объёма жидкости нефть - пластовая вода с ДНС -10с в РВС№9 затруднительно удерживать межфазный уровень (нефть-пластовая вода) в заданном диапазоне: подушка то начинает подниматься вверх, то резко уходит вниз.

Проблема второго потока: на ДНС-3с одноступенчатая сепарация газа не обеспечивает требуемой подготовки сырья для дальнейшей переработки, из-за чего происходит разгазирование в РВС№9. В свою очередь это ведёт к барботажу в сырьевого РВС№9 и отрицательно сказывается на подготовке товарной нефти, сточной воды.

Также увеличилось обводнённость сырья на входе в печь ПТБ-5 с 2% до 5% . Более того, были частые перебои в подготовке: сброс сырьевых насосов, остановка печей, что могло сказаться на сдаче готовой нефти по 1-й группе.

Технологическая схема после перераспределения потоков на Сулеевской ТХУ представлена на рис.2.

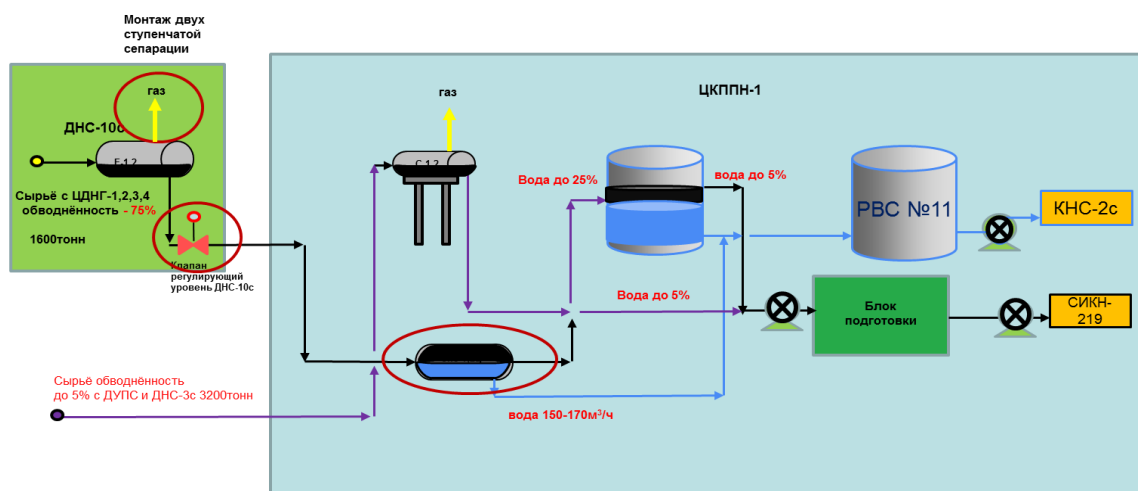


Рис.2. Технологическая схема после перераспределения потоков на Сулеевской ТХУ.

Для снижения газового фактора, нефть с УПСВ и ДНС -3с пустили через сепараторы С-1,2 совместно с сырьём с ДНС-10с, состоящую из двух 50м³ ёмкостей.

Для снижения и скорейшего обезвоживания первого потока мы предлагаем регулирующий клапан, находящийся на СТУ задающий необходимый уровень в сепараторах ДНС-10с, перемонтировать непосредственно на ДНС-10с, что также существенно сократит инерционность регулирования уровня в сепараторах.

Для дальнейшего разделения водонефтяной эмульсии с ДНС-10с мы задействовали две выведенные из эксплуатации ёмкости ОПС-1а,2а V-200м³ каждая. Тем самым водонефтяная эмульсия, поступающая с ДНС-10с до СТУ, частично разделившись на пластовую воду и нефть, поступает в аппараты ОПС-1а,2а, где происходит сброс пластовой воды до 60% и в РВС поступает сырая нефть с обводнённостью до 25%.

После реконструкции на ДНС-10с, смонтировав там двух ступенчатую сепарацию, появилась возможность второй поток пустить на прием сырьевых насосов Н-1/1,2 непосредственно на блок подготовки. Таким способом мы избегаем повторного смешения потоков №1 и №2.

Результаты перераспределения потоков на СТУ:

1. Обеспечить стабильность подготовки нефти;
2. Снизить объёмный расход водонефтяной эмульсии через сырьевой резервуар №9;
3. Снизить циркуляцию жидкости внутри установки;
4. Снизить потребление энергоносителей на подготовку 1 тонны товарной нефти.
5. Чистый дисконтированный доход на срок эффекта составит 8327 тыс. руб. за 8 лет.

Внедрение новых технологий и устройств на УПСВН "Ашальчи"

И.Б. Мирзаянов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Эффективность работы электродегидратора для подготовки нефти на промысловых установках зависит от многих факторов. Одним из влияющих факторов является конструкция внутренних устройств электродегидратора – коллекторы, электродная система, кроме того эффективность зависит от применяемой системы электропитания. В настоящее время в подавляющем большинстве используются горизонтальные электродегидраторы объемом от 100 до 200 м³, а на ряду УКПН и НПЗ еще морально и физически устарелые шаровые электродегидраторы объёмом 600 м³, разработки первой половине прошлого века. В данный момент НГДУ «Нурлатнефть» это подразделение с развитой производственной базой и социальной инфраструктурой, который имеет в своем

составе три установки подготовки нефти, на которых эксплуатируются электродегидраторы.

В настоящее время ЭДГ присущ ряд конструктивных и технологических недостатков, серьёзно ограничивающих их эффективность, экономичность и безопасность:

- межэлектродные пробои;
- низкая степень охвата обрабатываемой ВНЭ электрическим полем (или объём электрического поля);
- несовершенство конструкции коллекторов ввода сырья;
- нестабильная работа высоковольтных источников питания;
- частый выход из строя узлов ввода высокого напряжения, а также подвесных и проходных изоляторов;
- низкая автоматизация аппаратов.

В целях снижения себестоимости подготовки нефти я предлагаю ряд конструктивных и технологических замен, на современные и эффективные конструкции. На УПСВН «Ашальчи» где производится подготовка сверхвязкой нефти, в этом году были смонтированы два электродегидратора, объёмом 100, и 200 м³. При монтаже ЭДГ были предусмотрены конструктивные и технологические недостатки, применяемых ЭДГ на других объектах, которые были устранены путем введения новых современных конструкций.

С целью доведения нефти до 1 группы качества и увеличения производительности установки были смонтированы дополнительно трехфазный сепаратор, и два электродегидратора. С целью снижения затрат на подготовку нефти мы собственными силами произвели обвязку сепаратора с электродегидраторами. Это позволило нам отказаться от использования сырьевых мультифазных насосов, и работать параллельно в два потока. Электродегидраторы теперь могут работать и как отстойники. Данные электродегидраторы работают без подачи пресной воды! Все вышеперечисленное позволило получить нефть 1 группы качества.

В Татнефти в настоящее время функционируют электродегидраторы снабженные двумя горизонтальными электродами. В конструкции УПСВН «Ашальчи» были использованы вертикальные решетки с резистивными электродами. Такие электродегидраторы характеризуются большим объёмом зоны активной электрообработки, снижением требований к качеству поступающего сырья, а также увеличением времени службы электродов, которые не корродируют благодаря нанесённому на них современному защитному покрытию, и им не характерен такой

недостаток, как провисание электродов (при горизонтальном их исполнении). Так же на этих ЭДГ с вертикальными решетками использовались не дорогие ИПМ-25/15 которые показывают недостатки на ЭДГ с горизонтальными решетками.

Внедрение новых технологий и устройств позволит нам снизить себестоимость подготовки нефти, и получить чистый дисконтированный доход ориентировочно восемь миллионов рублей.

Реконструкция системы сбора и подготовки нефти с использованием насосов объемного действия

Н.И. Мукатдисов, О.В. Янаева (НГДУ «Ямашнефть»)

Успешное решение проблемы подготовки нефти зависит от работы всей системы сбора, перекачки и предварительной подготовки сырья. Нарушение технологии подготовки приводит к появлению некондиционной нефти, что может стать причиной остановки фонда добывающих скважин. Для предупреждения срывов необходимо учитывать все факторы, влияющие на качество подготовки нефти, а именно:

- физико-химические свойства нефтяных эмульсий;
- эффективность деэмульгаторов, их совместимость и оптимальные дозировки;
- равномерность поступления жидкости на объект подготовки нефти.

Среди основных факторов, которые ухудшают процесс предварительной подготовки, наиболее важным является неравномерность поступления эмульсии, приводящая к сокращению времени отстоя в период максимального поступления сырья. В результате этого происходит поступление обводненной эмульсии в товарные резервуары.

С целью повышения эффективности подготовки нефти были приняты меры, состоящие из следующих этапов:

1. Внедрение печи ПНПТ-1,6 на ДНС-8 для нагрева нефтяной эмульсии. В результате улучшено качество подготовки нефти и сточной воды.

2. Оснащение подкачивающих объектов (ГЗНУ) наиболее оптимальными насосными агрегатами. Было установлено, что на объектах ГЗНУ 1331 и ГЗНУ 206 использовались насосы со значительным запасом производительности. Вследствие чего ГЗНУ работали в режиме частого запуска, быстрой откачки и частых остановок. Переход на менее мощное насосное оборудование привело к сокращению ритмичности поступления сырья.

3. Изменение точки врезки для сдачи нефти ННК. В целях снижения затрат на выплаты за полученные услуги ННК значительно снизили обводненность нефти перед сдачей. Учитывая этот факт, наиболее целесообразным является подача нефти малых

нефтяных компаний на прием товарных насосов, минуя технологические РВС. Это позволило значительно разгрузить технологические резервуары ДНС-1, ДНС-210 и повысить надежность предварительной подготовки нефти.

4. Повышение равномерности поступления нефти путем внедрения винтовых насосных установок (УВН) на объектах подготовки нефти ДНС-1, ДНС-210 и УПВСН. Основанием при выборе данных агрегатов послужили положительные результаты применения (УВН) на объектах перекачки (ГЗНУ, ДНС) и на объекте предварительной подготовки нефти ДНС-8 (рисунок 1).

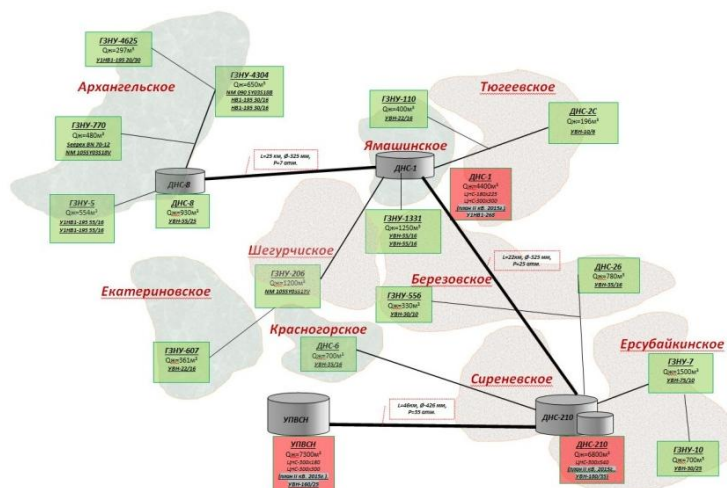


Рисунок 1 – Схема сбора и предварительной подготовки с учетом имеющегося и планируемого внедрения винтовых насосных установок

Работа насосов ЦНС за сутки происходит периодически, по мере наполнения буллитов. Вследствие этого поступление сырья на объекты предварительной подготовки нефти происходит импульсивно, что негативно влияет на процесс подготовки нефти (рисунок 2). Внедрение винтовых насосных установок позволит обеспечить равномерность поступления сырья на данные объекты, что будет способствовать предупреждению срывов технологии подготовки нефти.

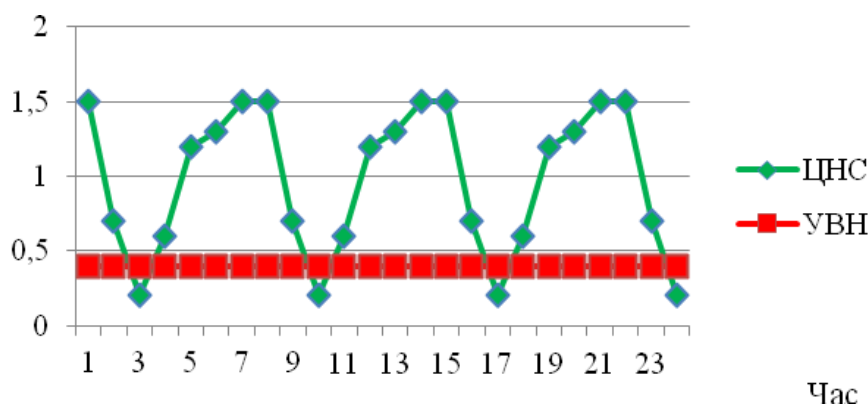


Рисунок 2 - Суточный график работы насосов ЦНС и УВН

Дополнительным эффектом является снижение потребления электроэнергии. Планируемая экономия затрат по электроэнергии за год составит 10,5 млн. руб., срок окупаемости вложенных инвестиций – 5,3 года.

Приём и компаундирование СВН на Кичуйском ТП для дальнейшей её переработки на ЕНПУ

А.В. Белоглазов, Р.М. Афлятунов (НГДУ «Елховнефть»)

За последнее десятилетие в структуре российских запасов существенно возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов.

Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и оцениваются в количестве 750 млрд. тонн. Наиболее крупными запасами располагают Канада и Венесуэла, значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. Однако кроме Канады и Венесуэлы в добыче, заметный рост в перспективе, могут показать Китай и Россия. В России в добыче тяжелых высоковязких нефтей доминируют тепловые технологии, (на Ярегском и Ашальчинском месторождениях в Республике Коми) и закачка теплоносителя (в т.ч. пара) в пласт.

В настоящее время в России ряд нефтегазовых компаний реализуют пилотные проекты по добыче природных битумов. Наиболее активно осуществляется разработка месторождений сверхвязких нефтей и битумов в Республике Татарстан.

С 2006 г. начат пилотный проект на Ашальчинском месторождении по испытанию модифицированной технологии, причем в 2015 г. на месторождении было добыто более 400 тыс. тонн нефти. В 2012 году ПАО "Татнефть" приняло решение о проведении опытно-промышленных испытаний. Прием сверхвязкой нефти осуществлялся на Кичуйском товарном парке ЦКППН-1 НГДУ «Елховнефть» для дальнейшей переработки на существующем нефтеперерабатывающем заводе НГДУ «Елховнефть».

После проведенных опытно-промышленных испытаний в НГДУ «Елховнефть», были сделаны следующие выводы, что испытания показали возможность переработки смеси СВН по существующей технологической схеме производства с получением битума марки БНД-60/90 в процессе которого отклонения от технологического режима и работы оборудования не зафиксированы.

В 2015 г. ПАО "Татнефть" объявил о проведении повторных опытно-промышленных испытаний на Кичуйском товарном парке ЦКППН-1 НГДУ «Елховнефть» для переработки на ЕНПУ НГДУ «Елховнефть» для получения дорожного битума.

Чтобы организовать повторные испытания, необходимо подготовить узел приема СВН на Кичуйском товарном парке ЦКППН-1. Для этого были составлены мероприятия по подготовки узла к приему сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть».

Основными мероприятиями по подготовке узла являются: очистка РВС №16 на КТП от донных отложений, монтаж внутренней начинки РВС №16, произвести чистку и освободить емкость Е-1 от остатков СВН, произвести монтаж насосов для приема и прокачки СВН, выполнить теплоизоляцию емкости Е-1, технологических трубопроводов, обвязка технологического оборудования, укомплектовать и смонтировать массомер. И составлена предварительная оценка затрат на подготовку к приему, а также переработки сверхвязкой нефти на Кичуйском товарном парке ЦКППН-1 и ЕНПУ. Затраты составили 2 млн. 337 тыс. рублей.

Проанализировав опыт проведения первых опытно-промышленных испытаний, было предложено ряд мероприятий по оптимизации узла приема сверхвязкой нефти: монтаж дополнительной линии, позволяющей производить откачку без применения винтового насоса и емкости Е-1, оптимизация внутренней начинки РВС, отключение оборудования от линии подачи пара. С учетом вышеуказанных мероприятий принципиальная схема приема сверхвязкой нефти на Кичуйском товарном парке ЦКППН-1 НГДУ «Елховнефть» выглядит следующим образом:

Сверхвязкая нефть с автоцистерны, по ранее смонтированной линии минуя винтовой насос и емкость Е-1, поступает на прием центробежного насоса, откуда насосом перекачивается в РВС №16, также в линию одновременно со сверхвязкой нефтью подается растворитель. Перемешивание осуществляется с помощью центробежного насоса в РВС №16. Для лучшего перемешивания и доведения сверхвязкой нефти и растворителя до однородной смеси переоборудована внутренняя начинка РВС. После приготовления смеси в РВС на переработку подается на ЕНПУ.

Предлагаемая схема позволит сэкономить часть затрат при подготовке, а также при приеме СВН на Кичуйском товарном парке. Основная экономия средств заключается при проведении работ по теплоизоляции емкости, по очистке емкости от остатков СВН, нет необходимости монтажа винтового насоса при подготовке узла. А также экономия при процессе приема сверхвязкой нефти: это экономия электроэнергии, из-за работы только одного насоса из двух, а также экономия подачи пара, из-за нецелесообразности его применения.

Новые решения по подготовке высокосернистой нефти

И.Н. Сабирова, М.Г. Глазунова (НГДУ «Елховнефть»)

Вступление нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки характеризуется значительным ухудшением структуры, непрерывным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнением пластов и продукции скважин. Стабилизация добычи нефти на этой стадии обеспечивается не только освоением новых площадей, но и реализацией третичных методов нефтеизвлечения с применением широкого ассортимента химреагентов, вызывающих изменения структуры породы пласта и добываемой продукции растет коррозионная активность, формируются устойчивые эмульсии, осложняющие процессы подготовки нефти и воды, приводящие к образованию устойчивых промежуточных слоев в отстойных аппаратах установок подготовки нефти и влекущие за собой увеличение эксплуатационных затрат.

Причины образования высокообводненных и устойчивых эмульсий:

- применение интенсивных гидродинамических режимов движения продукции скважин, диспергирование на замерных и насосных установках;
- закачка пресных вод в системе ППД и образование при этом трудно растворимых солей в результате нагнетания вод, несовместимых с пластовыми водами;
- смешение в процессе добычи, сбора и подготовки эмульсии разных нефтеносных горизонтов девона и карбона;
- продукты коррозии трубопроводов подземного и технологического оборудования;
- интенсивное применение химических реагентов в системе нефтедобычи.

Ассортимент химреагентов очень разнообразен, влияние их на устойчивость водонефтяных эмульсий неоднозначно. Значительные осложнения в процессы подготовки нефти и воды вносят поверхностно-активные вещества, применяемые во многих технологических процессах. В настоящее время значительно расширился ассортимент деэмульгаторов, отличающихся по свойствам. С одной стороны, это дает возможность повышения эффективности технологии подготовки нефти, с другой становится очевидной необходимость методологического подхода к оценке свойств и подбору деэмульгаторов.

В 2014 г. на объектах подготовки высокосернистой нефти НГДУ «Елховнефть» (КУПВСН и АУПВСН) для разрушения водонефтяных эмульсий применялся реагент-деэмульгатор Реапон-ИК-2М.

С января 2015 года на объектах подготовки высокосернистой нефти НГДУ «Елховнефть» начали применять реагент-деэмульгатор Рекод 118 МЗ.

Применение реагента-деэмульгатора Рекод-118-МЗ на объектах подготовки высокосернистой нефти НГДУ «Елховнефть» позволило снизить затраты на приобретение деэмульгатора на 196437 рублей и незначительно снизить удельный расход.

Транспортировка и переработка сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Р.Р. Каримова (УРПС ПАО "Татнефть")

За последнее десятилетие в структуре российских запасов существенно возросла доля трудноизвлекаемых, тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, по предварительным данным - более 7 млрд. тонн. На территории Татарстана выявлено свыше 450 залежей битуминозной нефти, наиболее разведаны и подготовлены к промышленному освоению 22 месторождения сверхвязкой нефти, среди которых можно выделить Ашальчинское, Северо-Ашальчинское, Южно-Ашальчинское, Больше-Каменское, Нижне-Кармальское и другие.

Одним из перспективных месторождений сверхвязкой нефти (далее СВН) на территории Татарстана, в плане промышленного освоения, является Ашальчинское месторождение.

Высоковязкие нефти – это высококонцентрированные дисперсные системы с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, ароматических углеводородов, металлов и сернистых соединений с высокими значениями плотности, вязкости и повышенной коксуемостью. Такие особенности состава и свойств нефти приводят к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке нефти и усложнению технологических процессов нефтедобычи.

В качестве образца исследования была использована сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения. Физико-химические свойства СВН Ашальчинского месторождения (результаты исследований 2012 года). На сегодняшний день в ПАО "Татнефть" реализуются проекты на добычу сверхвязкой нефти 300 тыс.т/год и 800 тыс.т/год, на стадии разработки увеличение добычи до 3800 тыс.т./год. Рост добычи сверхвязкой битумной нефти приводит к усложнению ее транспортировки и сдачи в систему магистральных нефтепроводов АК «Транснефть».

В настоящее время для снижения вязкостно-температурных свойств СВН на установке подготовки сверхвязких нефтей (далее - УПСВН) используется карбоновая нефть. Но в связи с ежегодным увеличением объемов добычи СВН, запасов карбоновой нефти становится недостаточно для снижения вязкости. Возникает проблема, для решения которой необходимо искать альтернативные методы снижения вязкости СВН. Одним из

распространенных и более простых методов модификации вязкостно-температурных свойств СВН является разработка химических реагентов комплексного действия.

При лабораторном исследовании данной проблемы в качестве разбавителей использовала достаточно большой круг соединений различной природы, как индивидуальных соединений (ароматические углеводороды – бензол, толуол, этилбензол, изопропилбензол, метилнафталин; органические соединения класса сложных эфиров – винилацетат; поверхностно-активные вещества – алкил неолол АФ 9-6), так и фракции нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств находящихся на территории Республики Татарстан (фракции α -олефинов C_8 , C_{12} - C_{15} , C_{20} - C_{26} ; фракции легкого и тяжелого газойля каталитического крекинга). Компаундирование реагентов осуществляла двумя способами: 1) термообработка СВН до 90 °С с последующим вводом реагента; 2) ввод реагента при комнатной температуре с последующей термообработкой СВН до 90 °С. Измерение вязкости СВН проводила при 50 °С с помощью капиллярного вискозиметра. Результаты приведены на графиках. Использование разбавителей позволило довольно существенно снизить вязкость СВН. Некоторая часть растворителей заметно снизила вязкость, если смешение производили с нагретой нефтью (например ароматические углеводороды, нефтяные фракции, фракции α -олефинов), а другие, если смешение производили при комнатной температуре, с последующей термообработкой (например винилацетат). Такое поведение разбавителей объясняется реструктуризацией сложной структурной единицы нефтяной дисперсной системы (далее ССЕ) и созданием новых ССЕ с участием разбавителей.

Я предлагаю в качестве разбавителей использовать толуол, получаемый на Комплексе Ароматики либо нефтяные фракции (тяжелый газойль ТГКК, легкий газойль ЛГКК) установки Кат.крекинга ОАО «ТАНЕКО». Для этих целей требуется строительство узла приема, хранения и смешения реагентов на территории УПСВН нефтяного месторождения НГДУ «Нурлатнефть». После того, как вязкость СВН уменьшиться предлагаю осуществить транспортировку СВН до установки Гидроконверсии, проектируемой для «Комплекса НП и НХЗ ОАО «ТАНЕКО» в г. Нижнекамске» с получением газообразных углеводородов, бензина, керосино-дизельной фракции и газойлевых фракций. Установка использует технологию гидроконверсии в суспензии ИНХС РАН им. Топчиева (РФ) совместно с одним из мировых лидеров технологий глубокой переработки нефти Шеврон (США). Технология предусматривает использование получаемого на месте катализатора из мелко диспергированного прекурсора (парамолибдат аммония) для достижения степени конверсии остатка свыше 90 % масс.

Методы снижения коррозионных процессов в РВС - 5000м³

Г.Н. Аглиуллина (НГДУ "Альметьевнефть" ЦКППН-2)

Резервуары, работающие на установках подготовки высокосернистой нефти (УПВСН), подвергаются агрессивному воздействию сероводорода на металл, следовательно, необходимо рассмотреть все возможные методы снижения коррозионных процессов.

Актуальностью данного проекта является:

- уменьшение коррозионной активности на кровлю и стенки резервуаров;
- увеличение срока службы антикоррозионного покрытия РВС;
- увеличение срока службы газопровода системы УЛФ;
- уменьшение объема сжигания на факеле сероводородсодержащего газа.

На сегодняшний день существуют следующие вопросы, требующие решений:

- Газопровод забит пирофорными отложениями;
- В системе УЛФ не хватает давления для рециркуляции газа;
- Коррозия кровли и верхних поясов РВС в газопаровой фазе;
- При «дыхании» РВС сероводородсодержащий газ насыщает товарную нефть

сероводородом;

- Сжигание на факеле кислородсодержащего газа с РВС;

Для устранения этих проблем, необходимо:

- Произвести реконструкцию газопровода;
- Подавать, создавая необходимое давление, очищенный газ с МУСО в линию

рециркуляции УЛФ. Для этого необходимо:

- ✓ установить на линии рециркуляции счетчик расхода газа;
- ✓ прибор измерения давления;
- ✓ клапан- регулятор давления.

Благодаря проведенной реконструкции будет уменьшена коррозионной активности на кровлю, стенки резервуаров и предотвращено насыщение товарной нефти сероводородом.

Применение инновационных видов внутреннего полимерного покрытия НКТ

Е.И. Кудряшова (БМЗ ПАО "Татнефть")

В 1995 году на заводе было открыто новое производство. Цех №2 стал заниматься изоляцией труб, антикоррозийной защитой трубной продукции как снаружи, так и изнутри.

Применяемые в нефтяной и газовой промышленности бурильные и насосно-компрессорные (НКТ) трубы и промысловые нефтегазопроводы эксплуатируются в условиях разрушающего воздействия внутренней коррозионной среды представленной буровыми растворами или пластовыми флюидами, часто смешанными с растворами солей и продуктами кислотных обработок. Особенно опасным является наличие в них сернистых соединений, которые являются причиной от 3 до 20 % случаев коррозионного повреждения внутренней поверхности трубопроводов.

Одним из наиболее эффективных методов борьбы с внутренней коррозией труб является нанесение на их внутреннюю поверхность различных покрытий.

Для создания долговечной внутренней изоляции труб, обладающей высокими защитными свойствами, обеспечивающими их сохранность в процессах транспортировки, хранения, монтажа и эксплуатации большое значение имеет правильный подбор изоляционного материала и соблюдение технологического процесса нанесения внутреннего покрытия труб.

Покрытие имеет высокую абразивную стойкость, стойкость к нефтепродуктам и различным химическим реагентам. Срок службы труб с покрытием выше в 5 и более раз. Использование труб с внутренним полимерным покрытием обеспечивает не только эффективную защиту от коррозии, но и позволяет увеличить пропускную способность трубопроводов (на 5-10% и более), а также значительно снизить отложения на внутренней поверхности. Трубопроводы с внутренними полимерными покрытиями значительно реже нуждаются в очистке и сохраняют первоначальную пропускную способность на протяжении длительного срока эксплуатации.

В поисках решения ответа на данный вопрос была разработана технология нанесения 2-х-слойного покрытия с применением праймера ТК 8007.

Заводом, совместно со специалистами «ТатНИПИнефть» ведется работа по расширению номенклатуры материалов для внутреннего покрытия с целью повышения коррозионной стойкости и стойкости к парафиноотложениям, расширения температурных

пределов эксплуатации. Двухслойное покрытие с использованием праймера ТК-8007 и порошкового материала Scotchkote обладает сопротивлением к воздействию морской воды, сернистого газа, выполняет защитные функции внутренней поверхности трубопроводов при температурах от -40°C до +130°C.

Насосно-компрессорные трубы комплектуются муфтами (НКТ) модернизированными.

Предназначены для стыковки стальных бесшовных насосно-компрессорных труб, применяемых для эксплуатации нефтяных, нагнетательных и газовых скважин.

Покрытие муфт Каплингардом.

Муфты, оснащенные эластичными уплотнительными кольцами препятствуют образованию гидравлических перетоков перекачиваемой среды и выдавливанию герметизирующей смазки через зазоры резьбовых соединений в процессе эксплуатации подвесок НКТ.

Защищают резьбовые соединения от воздействия агрессивных сред, процессов электрохимической коррозии и предохраняют от разрывов и разрушений соединений колонн в скважинах.

Сокращают объем работ при капитальных ремонтах скважин, связанных с не герметичностью подвесок НКТ.

Высокая адгезия покрытия создает надежный барьер проникновению коррозионных сред к металлической поверхности, отмечено также увеличение срока эксплуатации скважин между профилактическими обработками против отложения парафинов при использовании НКТ с антикоррозионным покрытием материала Scotchkote. Трубопроводы с внутренними полимерными покрытиями значительно реже нуждаются в очистке и сохраняют первоначальную пропускную способность на протяжении длительного срока эксплуатации.

Результаты промысловых испытаний подтверждают, что АСПО сцепляются с поверхностью покрытия заметно слабее, чем со стальной поверхностью, легко удаляются при депарафинизации; снижается частота ремонтов по причине парафиноотложений; в коррозионных средах системы ППД nipple'ная часть НКТ с покрытием не подвержена коррозионному разрушению, характерному для черных труб. Число ремонтов по причине парафиноотложений после внедрения НКТ с покрытием снизилось в среднем в 4 раза.

Таким образом, применение труб с полимерным покрытием производства БМЗ - эффективная мера борьбы с коррозией и парафиноотложениями в системах ППД и нефтесбора.

**Выявление источников засоления пресных подземных вод
в устье реки «Наклюш» с целью разработки природоохранных мероприятий**

И.И. Мухаметишин (НГДУ «Джалильнефть»),

Р.Р. Фатхуллин, М.М. Артамонова (институт «ТатНИПИнефть»)

С 2014 года ведутся работы по выявлению источников засоления пресных подземных вод в устье реки «Наклюш». Территория участка находится в окрестностях сел Нижнее Якеево и Алькеево Азнакаевского района РТ в 12 км от поселка Джалиль.

Целью работы является выявление и оконтуривание очага засоления пресных подземных вод в районе выхода соленых вод в устье реки «Наклюш».

Для реализации поставленной цели был проведен комплекс исследований: сбор, анализ и обобщение материалов предыдущих исследований; эколого-гидрогеологическое обследование территории; наблюдения за режимом подземных вод; электроразведочные исследования по оконтуриванию участка засоления пресных подземных вод (методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), симметричного электрического профилирования (СЭП) и методом естественного потенциала (ЕП)).

Во время первичного обследования территории, было проведено опробование выходов подземных вод на левом склоне реки и на временных водопостах поверхностного водотока, выше и ниже водопроявлений. Отобраны пробы воды на общий химический анализ и содержание нефтепродуктов.

На основе электроразведочных наблюдений методами СЭП и ЕП на площади 0,4 км² в районе скважин № 982А, 2160, 2160А, 2161 и 984, в области питания родников реки «Наклюш», определены области (зоны) наиболее подверженные техногенному загрязнению (засолению). Проведенные исследования позволяют дать оценку экологического состояния пресных подземных вод, залегающих в пределах рассматриваемого участка, и определить возможные причины загрязнения водоносных комплексов, разгружающихся в реку «Наклюш».

В процессе обследования территории участка работ не было выявлено загрязнений земной поверхности сточными солёными водами или нефтепродуктами. Площадки скважин не имели следов засоления и замазучивания, а их арматура находилась в исправном состоянии. Как известно, загрязнения в зону пресных вод могут попадать как сверху с поверхности земли, так и снизу со стороны разрабатываемых нефтяных залежей.

В область питания в пределах участка работ попадают две скважины (№№ 2160 и 2160А) с коммуникациями, а так же трубопроводы различного назначения, проходящие транзитом к КНС-1а, КНС-2, ДНС-24 и другим. Основным загрязняющим компонентом,

определённым в воде временной разгрузки являются хлориды, связанные с разработкой нефтяных залежей.

По результатам профильных измерений потенциала естественного электрического поля в скважине 2160А прогнозируется, а в скважинах № 2161, 984 наблюдается восходящая фильтрация флюида.

Анализ полученных результатов позволяет сделать выводы: разгружающиеся подземные воды солёные, хлоридного смешанного по катионам (Ca, Mg, K+Na) состава; - концентрация содержания сульфатов соответствует природным значениям; остальные компоненты анализа воды превышают ПДК для пресных вод более чем в 10 раз.

В ходе работ нами были разработаны рекомендации, позволяющие улучшить состояние первого от поверхности водоносного горизонта: с целью определения причин возникновения водопроявления соленых вод на поверхность необходимо провести детальные исследования в скважинах №№ 984, 2161, 2160 на возможность заколонных перетоков и качества цементного камня за эксплуатационной колонной и кондуктором; в качестве подтверждения гидравлической связи разрабатываемых нефтяных горизонтов с зоной пресных подземных вод необходимо произвести закачку в нагнетательные скважины индикатора (безвредные красители эозин или флуоресцеин) с последующим наблюдением за его появлением в выходах подземных вод и в реке «Наклюш» в течение одного года с периодичностью отбора проб на анализ 1 раз в месяц;

После проведения данного исследования, по результатам произвести следующее: для снижения негативного воздействия разработки нефти на зону пресных вод снизу в пределах участка работ необходимо пересмотреть схему воздействия на разрабатываемые пласты девона и карбона, снизив пластовые давления до естественных для каждого горизонта, хотя бы в нагнетательных скважинах №№ 984, 982А, а так же и вновь переводимых под закачку, что исключит возможность подъёма закачиваемых для ППД вод в зону пресных вод; в случае невозможности, по технологическим причинам, снижения пластовых давлений в зоне нагнетания необходимо провести ремонтно-восстановительные работы во всех скважинах с недоподнятым и некачественным цементом за эксплуатационными колоннами и кондукторами, попадающих в зоны с высокими пластовыми давлениями, как в пашийском, так и в бобриковском горизонтах; для контроля за расформированием зон засоления рекомендуется проводить периодические (через каждые 5 лет) комплексные эколого-гидрогеологические и площадные электроразведочные измерения (ВЭЗ, СЭП и ЕП).

Вторичное использование отработанных материалов ЭХЗ как метод безотходного производства

Г.Н. Шамсетдинова, И.Р. Махмутов (НГДУ "Джалильнефть")

На объектах ПАО "Татнефть", для продления срока службы нефтепромыслового оборудования с целью защиты от коррозии, широко используются методы электрохимической защиты.

Электрохимическая защита (протекторная или катодная) осуществляется наложением на защищаемое сооружение постоянного тока отрицательной полярности.

Для защиты внутренней поверхности РВС и емкостей от коррозии в основном применяют протекторы на основе алюминия марки ПАКР-18 которые представляют собой стержень, с трапециевидным поперечным сечением эквивалентным диаметром 65 мм и длиной 2 м, по центру которого проходит армирующая стальная проволока диаметром 6 мм.

В процессе эксплуатации протекторной защиты внутренней поверхности емкостей при износе их более чем на половину производится полная или частичная замена протекторов. В результате чего образуется большое количество отходов протекторов. Согласно ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» все отходы требуют утилизацию в специализированные организации.

На сегодняшний день отработанные протекторы сдаются на утилизацию в ООО «РИНПО» г. Альметьевск.

Мы предлагаем повторно использовать б/у протектора типа ПАКР демонтированные при ремонте протекторной защиты резервуаров и горизонтальных отстойников для защиты нефтепромысловых трубопроводов.

Отбор б/у алюминиевых протекторов производится по остаточной массе, который в сумме должен составлять расчетные значения и коэффициент запаса.

Данная технология нами успешно испытана совместно с институтом «ТатНИПИнефть» на водоводах ЦППД-1 КНС-56,57,60 и выкидных трубопроводов ГЗУ87Б ЦДНГ-5.

Замеры показали среднее значение защитного потенциала $-1,09$ В, что является приемлемым показателем защищенности объекта.

Экономический эффект от внедрения данного предложения в 2014 году и на потенциальный объем внедрения на 2015 год составил – 1 915,5 тыс. руб.

Таким образом:

- Вторичное использование б/у алюминиевых протекторов позволит уменьшить затраты на утилизацию и снизит объемы образования отходов производства;
- Сократить затраты на приобретение новых протекторов для защиты нефтепромысловых трубопроводов;
- Уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

По данной работе было подано рационализаторское предложение.

Разработка проектов санитарно-защитных зон для объектов ПАО «Татнефть»

Н.Ю. Костылева, М.Н. Мельников (институт «ТатНИПИнефть»)

Масштабная экологическая проверка Компании ПАО "Татнефть" Роспотребнадзором в 2013 году выявила ряд нарушений требований законодательства в области охраны окружающей среды. Одним из актуальных вопросов стала разработка проектов санитарно-защитных зон (проект СЗЗ) производственных объектов.

Разработка проекта СЗЗ регламентируется рядом федеральных законов, земельным, градостроительным кодексом и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Административная ответственность для предприятий, осуществляющих работу без установленной санитарно-защитной зоны, определяется Кодексом РФ об административных правонарушениях. Нарушение законодательства влечет за собой наложение административного штрафа на юридических лиц до 100 000 рублей или административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток.

Санитарно-защитная зона представляет собой специальную территорию вокруг объектов и производства, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека. Основное предназначение СЗЗ обеспечение снижения уровня загрязнения атмосферного воздуха, уровней шума и других факторов негативного воздействия до предельно-допустимых значений за ее пределами.

Таким образом, перед экологической службой Компании была поставлена задача скорейшей разработки проектов СЗЗ для производственных объектов ПАО "Татнефть".

Надо отметить, что разработка проектов СЗЗ для такой крупной компании как ПАО "Татнефть" вопрос сложный и дорогостоящий. Основная сложность заключается в огромном количестве объектов, требующих разработки проектов. Для каждой скважины, ДНС, ГЗУ, ЦКППН и др. должны были быть разработаны отдельные проекты СЗЗ. К примеру, расчет ориентировочной СЗЗ только для фонда добывающих скважин может обойтись Компании более чем в 90 млн. рублей, без учета затрат на разработку проектов для других объектов.

Вопрос разработки проектов СЗЗ в нашей Компании был решен в два этапа.

Во-первых, был разработан РД 153-39.0-672-10 «Инструкция по обоснованию размеров и организации режима территории санитарно-защитных зон нефтепромысловых объектов ПАО "Татнефть". Данный руководящий документ в июне 2010 года получил положительное санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора.

На основании проведенной НИР были определены санитарно-защитные зоны типовых нефтепромысловых объектов (скважин, ГЗУ, КНС (БКНС)). Рассчитанные СЗЗ были подтверждены проведенными натурными исследованиями загрязнения атмосферного воздуха и замеров шума.

РД позволил исключить необходимость разработки отдельных проектов СЗЗ для скважин и ГУ, ГЗУ, ГЗНУ Компании. Экономический эффект разработки РД составил более 70 млн. рублей. Стоит отметить, что при расчете экономического эффекта не учтены возможные штрафы за отсутствие проекта СЗЗ, более того, не учтены потери при приостановлении деятельности объекта.

Во-вторых, проведенный в структурных подразделениях анализ выявил более 200 объектов, не подпадающих под действие РД 153-39.0-672-10. Был разработан и утвержден График выполнения работ по обоснованию и установлению размеров СЗЗ для этих объектов ПАО "Татнефть". В соответствии с Графиком в 2014 году было разработано пятнадцать проектов санитарно-защитных зон. Все они находятся на рассмотрении в Роспотребнадзоре. На 2015 год согласно Графику запланирована разработка проектов СЗЗ по 70 объектам. На период 2015-2019 годы разработка Проектов СЗЗ для 188 объектов Компании.

В качестве примера разработки проекта СЗЗ можно привести проект обоснования размеров расчетной СЗЗ ДНС-1 ЦДНГ-5 НГДУ «Ленингорскнефть». Для ДНС-1, как для объекта III класса опасности, разработка проекта СЗЗ является обязательной. Кроме того, в границы нормативной санитарно-защитной зоны ДНС-1 (300 м СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) попадают садовые участки, а так же населенный пункт Александровка, что является нарушением п.п. 5.1 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Таким образом, необходима была разработка проекта санитарно-защитных зон, который бы обосновал возможности уменьшения ориентировочных размеров СЗЗ.

На основании расчетов по показателям загрязнения атмосферного воздуха и звукового воздействия для ДНС-1 ЦДНГ-5 НГДУ «Ленингорскнефть» было предложено установить расчетную санитарно-защитную зону равным границам промплощадки предприятия. Для проведения натурных наблюдений была разработана «Программа лабораторных исследований».

Таким образом, комплексный подход к решению вопроса позволил Компании соблюсти требования законодательства и в тоже время оптимизировать затраты на проектирование и установление размеров СЗЗ.

Схема организации сбора ПНГ. Перспективные направления утилизации ПНГ за счет закачки его в пласт с использованием существующего оборудования.

Л.А. Мугинова (НГДУ «Ямашнефть»)

С 2012 г. все нефтегазодобывающие предприятия должны утилизировать до 95 % ПНГ.

В НГДУ данный показатель самый низкий по компании (данные 2013г.) – 36,5%, тогда как в целом по компании он выполняется и составляет - 95,1%.

Вопрос строительства системы газосбора на сегодняшний день для НГДУ является наиболее актуальным.

В 2014г. начаты работы по реализации программы формирования системы газосбора, что позволит повысить объем утилизации ПНГ по НГДУ с 42% до 91%.

Протяженность трассы планируемого газопровода от Миннибаевской установки сероочистки (МУСО) общей протяженностью - 93 км.

Строительство системы газосбора планируется произвести в 2 этапа:

- I этап. Строительство коллектора от МУСО с подключением ГЗНУ-10, ГЗНУ-7, ДНС-210 (протяженность - 56,4 км).

- II этап. Продолжение строительства коллектора с подключением ГЗНУ-607, ДНС-6, ДНС-556, ДНС-26 (протяженность - 36,5 км).

Перед инженерной службой НГДУ всегда стояла и стоит задача по поиску вариантов использования ПНГ, за свою 45 – летнюю историю предприятием были испытаны различные способы, однако при этом основным ограничивающим фактором было содержание в газе H_2S (сероводорода), который является агрессивным газом и разрушает оборудование (металлическое). Ранее применяемые на практике и описанные в работе варианты использования ПНГ имеют ряд существенных недостатков, что указывает на необходимость поиска новых способов утилизации попутно добываемого газа. Особое внимание привлекают варианты использования ПНГ, базирующиеся на создании и нагнетании в пласт смеси воды и попутного газа, с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Водогазовое воздействие сочетает полезные особенности воды и газа: возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти из объема пористой среды с возможностью достижения относительно высокого

коэффициента охвата. Разработан ряд технологий воздействия на пласты водогазовыми смесями с применением эжекторных устройств:

- технология использования попутного газа из затрубного пространства нефтедобывающей скважины путём закачки в скважину для поддержания пластового давления с использованием эжекторных устройств;
- технология использования попутного газа для эффективной разработки месторождений путём закачки в скважину для поддержания пластового давления с использованием насосов объёмного типа.

Расчёт инвестиционной привлекательности предложенных проектов показал их окупаемость. Их внедрение позволит НГДУ достигнуть поставленной Правительством Российской Федерации задачи по использованию не менее 95 % (от объема) попутного нефтяного газа и сократить потребление пресных вод.

Метод исключения негативного воздействия на окружающую среду в случаях нефтепроявлений, вызванных естественными гидрогеологическими причинами вблизи поверхностных водных объектов

Р.Б. Галиева, Ю.З. Гильфанова (НГДУ «Елховнефть»)

На территории деятельности НГДУ «Елховнефть» в районе д. Сарабикулово наблюдается нефтепроявление природного характера, которое находится в непосредственной близости от акватории реки Шешма и представляет собой экологический опасный объект, так как нефть в любой момент может попасть в воду и нанести ущерб экосистем

От последствий негативного воздействия экосистеме размер ущерба включает:

- гибель водных биоресурсов;
- утрата потомства погибших водных биоресурсов;
- потеря прироста водных биоресурсов, в результате гибели кормовых организмов;
- ухудшение условий обитания и воспроизводства водных биоресурсов;
- затраты на восстановление нарушенного состояния водных биоресурсов и среды их обитания.

Одним из приоритетов стратегической деятельности компании ПАО "Татнефть" - это разработка экологической политики, основополагающими принципами которой являются:

- конституционное право человека на благоприятную окружающую среду;

- приоритет экологической безопасности как составной части национальной безопасности.

Исходя из этих принципов нашей первостепенной задачей является:

- предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных объектов
- сохранение качества окружающей среды.

Мы предлагаем вместо временной нефтеловушки смонтировать сооружение, которое будет надежным, долговечным и позволит решить все поставленные задачи по сохранению экологической обстановки.

Нефтеловушка представляет собой сооружение в виде прямоугольной бетонной емкости площадью 30 м², высотой 1,80 м и толщиной стен по 0,5 метра.

Принцип работы нефтеловушки очень прост, тем не менее позволяет эффективно улавливать нефть, содержащуюся в родниковой воде.

Жидкость из родника собирается в бетонном сооружении, где нефтяная пленка всплывает, а отстоявшаяся чистая вода по основной трубе поступает в реку.

Вторая труба – предохранительная - предусмотрена для неблагоприятных ситуаций, вызванных половодьем. При максимальном поднятии уровня реки, основная труба закрывается задвижкой и функционирует только предохранительная труба, тем самым предотвращает попадание воды в трубу нижнего уровня.

Преимущества данной конструкции позволяют:

- исключить попадание нефти в водный объект в период весеннего паводка;
- производить откачку нефти, не еженедельно, а 1 раз в 2 месяца;
- препятствовать проникновению животных и птиц в ловушку.

Для определения экономического эффекта был произведен расчет, где планируемый дисконтируемый доход составит за год

Внедрение данной нефтеловушки позволило снизить негативное воздействие на окружающую среду и улучшить экологическую безопасность региона.

Оптимизация затрат обустройства электрохимической защитой нефтепромыслового оборудования

Т.Д. Лябинов, Р.Р. Гараев (НГДУ «Елховнефть»)

Электрохимическая защита от коррозии уже многие годы применяется для продления срока службы различных металлических устройств и сооружений. В ходе ее эксплуатации происходит износ гальванических элементов, что неукоснительно требует проведения капитального ремонта. В процессе данного мероприятия можно выявить 3 основные

проблемы: обеспечение эффективности электрохимической защиты, на проектный срок службы, высокая себестоимость строительства и в последующем высокие эксплуатационные затраты на обслуживание данного оборудования.

Капитальный ремонт проводится с помощью двух методов электрохимической защиты. Первое, это протекторная защита. Основана на уменьшении коррозии металла в электролите за счет гальванического соединения его с протектором. Недостатками являются: высокая себестоимость строительства, применение на трубопроводах с низким сопротивлением изоляционного покрытия не целесообразно. Второе, катодная защита. Осуществляемая путем катодной поляризации защищаемой металлической поверхности, с использованием внешнего источника тока. Основные недостатки: обязательное требование электрификации оборудования и дорогостоящее оборудование.

Для решения данных вопросов в НГДУ «Елховнефть» проводятся экспериментальные работы по внедрения нового метода электрохимической защиты с помощью химического источника тока ХИТ – протектор «Радуга» производства ООО «Анодь» г. Пермь, предназначенный для преобразования химической энергии заложенных в него активных веществ при протекании электрохимических реакций непосредственно в электрическую энергию.



Рисунок №1. ХИТ-протектор «Радуга»

Данное оборудование представляет собой несколько химических источников тока, установленных в герметичный металлический корпус. В верхнем основании корпуса расположен гермоввод с кабель-выводом. От химического источника тока отходит воздухоотводная трубка, которая должна свободно выходить на дневную поверхность.

Основные технические характеристики можно выделить: выходное напряжение 2,2 Вольта, ток 50 мА, условия эксплуатации температура от -45 до +40.

При строительно-монтажных работах ниже глубины промерзания грунтов устанавливается малогабаритный анодный заземлитель. Сверху на контрольно измерительную колонку ХИТ протектор. Кабельные коммуникации подсоединяются к измерительной плате.

Важными критериями выбора данного оборудования явилось: первое, возможность установки в наземном исполнении, для оперативного контроля и в последующем замены при выработке собственными силами. Тем самым значительно сократить затраты на строительство. Второе, применение его в условиях отсутствия возможности электрификации оборудования катодной защиты.

В ходе лабораторных испытаний определено соответствие данного оборудования всем заявленным техническим характеристикам. При электрометрических измерениях в полевых условиях произведены пусконаладочные работы. Защитный потенциал и ток имеют стабильные значения в пределах нормы согласно руководящего документа 153-39.0-803-13.



Рисунок №2 Значения защитного потенциала и тока

Экономическая эффективность рассчитывалась исходя из потребности обеспечения средствами электрохимической защиты 1 километра трубопровода, в сравнении с существующей протекторной защитой. Таким образом, экономический эффект составил 65,6 тысяч рублей.

Выводы: Применение ХИТ протектор «Радуга» при капитальном ремонте средств электрохимической защиты позволит обеспечить эффективность, согласно норматива руководящих документов, существенно сократить затраты, обеспечить бесперебойную электрохимическую защиту.

Возможности применения дистанционного измерителя потенциала

Р.Р. Аитов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Как нам известно, при электрохимической защите подземных трубопроводов от коррозии, применяется катодная поляризация – смещение потенциала металла от его стационарного значения в сторону отрицательных значений, при которых скорость растворения металла не превышает некоторой заданной величины и процесс коррозии значительно или полностью подавляется.

Задача службы электрохимической защиты (ЭХЗ) - обеспечить непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были не меньше минимального и не больше максимального значений.

Измерение потенциала трубопровода производится на контрольно-измерительных пунктах (КИП), расположенных по всей его длине. Для измерения поляризационного и суммарного потенциала трубопровода используется в основном переносной электрод сравнения.

Основными недостатками данной технологии являются:

- необходимость обслуживания каждого КИП 2 раза в год (в зонах блуждающих токов 4 раза в год);
- риск снижения ЭХЗ в периоды времени между обслуживаниями (основными причинами могут быть: контактирование с другими коммуникациями, нарушение изоляции, обрывы кабелей, блуждающие токи);
- несанкционированные врезки в трубопровод.

Для устранения этих недостатков, эффективным будет применение дистанционного измерителя потенциала (ДИП), основное назначение которого периодическое измерение и передача на диспетчерский пункт значений поляризационного и суммарного потенциала трубопровода.

ДИП выполнен в виде прямоугольного корпуса. Внутри корпуса расположены плата контроллера и батарея автономного питания. На плате контроллера расположены модем, держатель для SIM-карты, разъем для подключения антенны и клеммные колодки для подключения внешних кабелей.

В точке установки ДИП должен быть установлен стационарный электрод сравнения. Измеритель потенциала размещается внутри корпуса контрольно-измерительного пункта и подключается к клеммной плате.

Большую часть времени для экономии элемента питания ДИП проводит в «спящем» режиме. Выход из данного режима происходит при наступлении времени сеанса связи. Передача данных осуществляется по сети GSM с помощью SMS-сообщений с заданной периодичностью. Периодичность измерений и сеансов связи, телефонные номера и IP-адреса оборудования диспетчерского пункта программируются при подключении к ДИП персонального компьютера (ноутбука) по интерфейсу RS-485.

Автономный источник питания прибора рассчитан на бесперебойную работу в течении 2-х лет (при периодичности передачи данных 1 раз в сутки). При сильном разряде прибор передает информацию о необходимости замены на диспетчерский пункт.

В 2014 году были приобретены 5 дистанционных измерителей потенциала производства ООО «ЦИТ-Э.С.» (г. Саратов). В качестве экспериментального участка был выбран сборный трубопровод. Периодичность передачи данных – 1 раз в сутки. За время эксплуатации недостатков в работе оборудования выявлено не было. В качестве эксперимента было принято решение создать эффект несанкционированной врезки в трубопровод путем создания контакта с куском трубы. Результатом было снижение потенциала, которое можно было наглядно наблюдать в программе мониторинга «Феникс-клиент».

В результате внедрения дистанционных измерителей потенциала получается экономия затрат на обслуживание КИП. Затраты на внедрение дистанционного измерителя потенциала включают в себя: затраты на приобретение, монтаж ДИП и подключение к мобильной связи, затраты на монтаж стационарного электрода сравнения, затраты на мобильную связь.

Таким образом, использование дистанционного измерителя потенциала обеспечит непрерывный контроль текущих значений потенциала трубопровода, позволит оперативно реагировать на снижение ЭХЗ, несанкционированные врезки и сократить количество обслуживания до 1 раз в год.

Металлизационное покрытие

А.А. Сагидуллин, А.М. Камалов (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время, впрочем, как и прежде, остро стоит вопрос повышения долговечности и экологической безопасности применения стальных нефтепромысловых трубопроводов. Еще острее этот вопрос выглядит на фоне нынешнего экономического состояния рынка, суммируя это с дефицитом металла и большой трудоемкостью монтажных работ, большое распространение получает использование труб, поверхность которых имеет защиту от коррозии.

На этом фоне особым спросом пользуются трубы с внутренним полимерным покрытием, благодаря высокой коррозионной стойкости, повышенной гладкости, широкому диапазону эксплуатируемой среды. На практике, во избежание повреждения слоя антикоррозионного материала на часть концов труб покрытие не наносится, избегая зоны температурного перегрева при сварке трубопровода, что сводит на нет весь положительный эффект от применения труб с внутренним антикоррозионным покрытием. Анализ применяемых способов обеспечения сплошности антикоррозионной защиты показывает не только большое разнообразие, но и свидетельствует о высокой стоимости

защитных устройств и материалов, а также о сложности сборки и монтажа таких устройств.

Помимо этого, не стоит забывать о большом поле допуска на диаметр трубы и значительной овальности, суммируя это с различной толщиной слоя антикоррозионного покрытия, встает вопрос о надежности применения втулок с заданными геометрическими параметрами уплотнителей на трубопроводах.

Мы предлагаем использовать, так называемый метод металлизации концов труб, а если быть точным, то использовать на концах труб наконечник из листовой нержавеющей стали. Производство довольно просто и заключается в следующем:

- изготовление наконечника, со строгим соблюдением КД;
- очистка трубы;
- нанесение ВПП;
- полимеризация;
- контроль диэлектрической сплошности покрытия;
- установка, центровка и калибровка трубы на прессе Battler;
- нанесение герметизирующего слоя;
- запрессовка наконечника.

Предлагаемая конструкция с металлизированным покрытием концов труб имеет следующие преимущества:

- невысокая стоимость, за счет простоты конструкции и монтажа;
- герметичный монтаж наконечника на прессе, обеспечивающий посадку в натяг;
- отсутствует необходимость использования специального приспособления для монтажа в полевых условиях, в отличие от применения втулок;
- не значительно уменьшается проходное сечение трубопровода в зоне стыка.

Помимо этого следует отметить тот факт, что при внедрении производства труб с применением наконечников из нержавеющей стали не потребовалось строительство дополнительных площадей. Модернизации подвергся всего лишь один из участков цеха, а вместо закупки дорогостоящих станков – отреставрировано законсервированное оборудование.

Результатом внедрения данной технологии является увеличение номенклатуры выпускаемой продукции, расширение рынка сбыта, увеличение прибыли за счет реализации новой продукции. Стоит отметить то, что уже успешно произведено и реализовано более 5 км. труб с наконечниками из нержавеющей стали для потребностей ОАО «Лукойл».

Экономический эффект составляет более 450 тыс. руб. в год.

Реконструкция УПВСН -2 «Кутема». Снижение предельно-допустимых выбросов.

А. Г. Саубанов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Актуальность данной работы заключается в том, на УПСВ-4, УПСВ-5 и УПВСН-2 «Кутема» на печах и попутных подогревателях сжигается высокосернистый попутный нефтяной газ. Продукты сгорания ПНГ негативно влияют на окружающую среду и человека.

Цель проекта:

1. Снижение выбросов ЗВ в атмосферный воздух населенного пункта (д. Кутема).
2. Соблюдение установленных гигиенических нормативов ПДК ЗВ в атмосферном воздухе населенного пункта.
3. Увеличение коэффициента полезного использования ПНГ.
4. Исключение рисков по остановке объектов в Кутеминской зоне на 90 дней, как следствие, остановка фонда добывающих скважин 12-ти месторождений с ежесуточной добычей нефти в количестве 2 745 тонн.

В настоящее время с УПСВ-4, УПСВ-5 и УПВСН-2 «Кутема» выделяется более 3млн.м³/год ПНГ с содержанием сероводорода до 6 %. Этот газ используется на путевых подогревателях для процесса предварительного подогрева нефти. С установки нейтрализации сероводорода в нефти (УНСВ) выделяется 4,5 млн.м³/год ПНГ, с низким содержанием сероводорода и утилизируется путем сжигания на факельном хозяйстве.

Новые расчёты рассеивания загрязняющих веществ, выявили превышение установленных гигиенических нормативов предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферном воздухе на границе жилой зоны более чем в 2 раза.

Для снижения вредного воздействия ПНГ, выделяющегося с технологических емкостей УПСВ-4, УПСВ-5 и УПВСН-2 «Кутема» в окружающую среду, принято решение о реализации ПНГ в ООО «ППП-Сервис». На установке подготовки ООО «ППП-Сервис» находящийся на расстоянии 1 км. от УПВСН, имеется установка сероочистки, куда будет направлен наш ПНГ для очистки, а очищенный газ будет использоваться на путевых подогревателях ООО «ППП-Сервис». Это позволит снизить количество вредных веществ выделяющегося на УПВСН, а также получить выгоду при реализации в ООО «ППП-Сервис».

Модернизация системы подачи газа на ГТУ «Capstone» для утилизации максимального объема ПНГ

А.Г. Никерин (НГДУ «Бавлынефть»)

Согласно Постановлению Правительства РФ. Установлен целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках не более 5 процентов от добытого объема. Плата за выбросы вредных веществ, при сжигании газа на факельных установках, рассчитывается по увеличенным коэффициентам. С целью улучшения экологической обстановки и выполнения данных требований в декабре 2012г. запущенна в работу ГТУ на УПС-102к. В процессе эксплуатации в дневное время возникает проблема, связанная с резким увеличением объема поступающего газа по причине стравливания газа с межтрубного пространства скважин, что приводит к ухудшению технологического процесса УПС, увеличению давления газа в газосепараторе и на приеме компрессора. Все это сокращает срок эксплуатации компрессоров. Для снижения давления в газосепараторе имеется эл. клапан, при автоматическом открытии которого избыточный объем газа поступает на факел где и сгорает. Чтобы задействовать максимальный объем газа для выработки эл. энергии необходимо связаться по телефону с представителем обслуживающей организации о необходимости увеличения мощности. По различным причинам изменение мощности происходит от 1.5 до 4 часов. Что приводит к нарушению 5% ограничения сжигаемого газа. В ночное время возникает ситуация с уменьшением объема поступающего газа для обеспечения работы установки на максимальной мощности. Давление в газосепараторе снижается до минимального, эл. клапан закрывается, факел гаснет. Для восстановления рабочего давления необходимо снизить мощность, по телефону оповещается представитель обслуживающей организации, после чего мощность дистанционно понижается. Хочу отметить, что резкая остановка турбин сокращает срок эксплуатации установки и впоследствии приводит к замене узлов и агрегатов. Все это занимает много времени и максимальная утилизация газа невозможна. По результатам исследования отображена зависимость изменения расхода газа от давления в ГС1 и Е1. в периоды стравливания газа с затрубного пространства скважин обозначенных желтым цветом. В первом случаи при увеличении давления в емкостях, расход газа увеличивается только в конце периода, что говорит о том, что избыточный объем газа бесполезно сожжён на факеле. В следующем видно, что при повышении давления в емкостях увеличивается расход газа что говорит о своевременном увеличении мощности установки и использовании избыточного объема для выработки эл.энергии. Для определения объёма поступающего газа в результате стравливания, по закону Бойля

Мариотта рассчитан объем газа в скважинах путем изменения уровней, при приведении к условиям УПС. Данный закон применим к идеальным газам и в нашем случае имеет высокую погрешность.

Объем газа при стравливании с межтрубного пространства одной скважины, рассчитанный в условиях УПС в среднем равен 220 м^3 . Газ с межтрубного пространства в дневное время стравливается от 3 до 5 скважин. Избыточный объем при этом равен в среднем от 660 до 1100 м³. Что составляет от 10 до 18 % от суточного расхода газа на ГТУ.

Для утилизации максимального объема газа, предлагаю использовать дополнительное программное обеспечение позволяющее автоматически регулировать мощность установки. Физически решение представляет собой программный код, который добавляется к штатному контроллеру управления энергоблоком, на вход которого подается импульсный сигнал, пропорциональный давлению газа в газосепараторе. Принцип работы заключается в следующем: при повышении давления газа в газосепараторе автоматически увеличивается мощность, на мощность, прописанную в зависимости от давления. Увеличение мощности приводит к увеличению объема используемого газа для выработки электроэнергии. Т.е. избыточный объем газа не сжигается на факеле, а утилизируется на ГТУ. Второй вариант модернизации установки, заключается в использовании дополнительной емкости и электро.задвижек совместно с автоматической регулировкой мощности. При повышении давления в буллите Е1 открывается электро.задвижка на прием ресивера, после выравнивания давлений в емкостях открывается электро.задвижка выход газа с ресивера, что приводит к увеличению давления в газосепараторе на блок автоматического контроля приходит, сигнал на увеличение вырабатываемой мощности. При снижении давления мощность понижается, ресивер отсекается электро.задвижками. Использование ресивера позволяет задействовать максимальный объем газа для выработки эл.энергии. При аварийном высоком давлении в ресивере (Верхняя уставка 1.6) открывается эл.клапан «сброс газа на факел» после снижения давления эл.клапан закрывается. При внедрении программного обеспечения выработка электроэнергии составит 9млн.490тыс кВт/ч в год. При использовании дополнительной емкости возможно снижение затрат на вывоз и утилизацию нефтешлама на 150тыс.руб в год, выработка электроэнергии составит 9млн855тыс кВт/ч в год.

Внедрение стопроцентного телеметрического контроля работы СКЗ для сокращения эксплуатационных затрат в НГДУ "Бавлынефть"

А.А. Фахрутдинов, Р.Р. Шайхутдинов (НГДУ «Бавлынефть»)

Использование систем телемеханики в станциях катодной защиты в настоящий момент увеличивает эффективность работы и снижает затраты на эксплуатацию. В эксплуатации используются различные марки станций катодной защиты расположенных по всей территории объектов НГДУ "Бавлынефть" что существенно затрудняет эффективное обслуживание СКЗ. Используя системы телемеханики в СКЗ, мы имеем возможность регулярного мониторинга состояния, параметров и аварий СКЗ, тем самым увеличивая эффективность работы, и возможность моментального реагирования на различные аварии или изменение параметров СКЗ, а так же изменение параметров дистанционно. Без системы телемеханики в СКЗ необходим текущий осмотр станции 1 раз в месяц для одной станции при этом используется бригада из 2 монтеров и техника УАЗ. Используя системы телеметрии в СКЗ, мы имеем ежедневные данные и параметры СКЗ переданные на диспетчерский пункт, что дает возможность выезда монтеров осуществлять при аварийных ситуациях и текущий осмотр станции производиться 2 раза в год, что является эффективным и экономически выгодным вариантом работы

За все время работы и внедрения систем телеметрии на сегодняшний день выявлены 4 основные проблемы:

1. Отсутствие стабильного и уверенного сигнала GSM
2. Выход из строя БТМ от перенапряжения в сети
3. Использование 4-х различных программ для мониторинга СКЗ
4. Затраты на услуги и зависимость от сервисных организаций

Решения проблем:

Первая проблема. Данная проблема решена 2 способами. 1 способом мы приподняли стандартную антенну при помощи металлопластиковой трубки и крепежных элементов, что позволило нам добиться лучшего сигнала GSM. Вторым способом решения нам послужила усиленная антенна GSM на магнитной основе установленная сверху ящика СКЗ, что позволило получить нам хороший результат при передаче данных .

Вторая проблема последовала из-за скачков напряжения в сети питания 220 В, что в последствии привело к перегоранию блоков, а точнее некоторых элементов схемы блока. Данную проблему удалось решить благодаря впайке в схему блока БТМ варисторов, которые благодаря своей функции защищают схему блока от возможных перегораний и перенапряжения в сети.

Третья проблема. В настоящий момент мониторинг систем телеметрии СКЗ осуществляется 4 видами программ (Феникс, Тверца, Орион и МЕГА), что затрудняет осмотр параметров и состояния СКЗ. Необходимо просматривать 4 программы поочередно, на что затрачивается время и создает неудобство в анализе работы. Данная проблема решена привлечением программы SCADA. Данная система имеет возможность объединить данные всех 4 программ в систему SCADA

4 проблема представляет собой затраты на сервисное и программное обслуживание телеметрии. На данный момент 114 СКЗ оснащенных средствами телеметрии обслуживает ООО «Татинтек» и предоставляет информацию в диспетчерский пункт УАКЗ ЦППН через свой сервер по локальной сети в программе МЕГА. Схема передачи данных по МЕГЕ в свое время была очень полезна, но в данный момент потеряла свою актуальность благодаря новым системам телеметрии. БТМ-ЦИТ ЭС, Аякс лаб и Тверца имеют более современное программное обеспечение, удобный интерфейс и наверное самое главное независимость и простоту передачи информации. По сети GSM блок телеметрии соединяется с диспетчерским пунктом без посторонних серверов, что упрощает связь с блоком. Локальная сеть так же не влияет на обмен данными между блоками и диспетчерским пунктом т.к связь с объектами ведется через сотовую связь режимами дозвона или отправкой СМС.

Экономический эффект данного проекта составил 3 млн. 414 тыс.руб.

Срок окупаемости 1 год и 2 месяца.

Освоение изготовления станций управления катодной защиты на 1кВт

М.Ш. Батталов (ООО «РИНПО» ООО «УК «Система-Сервис»)

В условиях необходимости увеличения межремонтного периода НКТ по причине наружной коррозии, катодная защита, как эффективный метод борьбы с грунтовой коррозией, стала неотъемлемой частью как системы добычи и поддержания пластового давления, так и любых других металлических трубопроводных сетей.

В 2013 году ООО «УК «Система-Сервис» начато освоение изготовления станций управления катодной защиты.

Составлено техническое задание, которое соответствует стандартам ПАО "Татнефть", а так же обеспечивает конкурентоспособность на рынке СКЗ.

Совместно с фирмой партнёром проработан функционал, принципиальная электрическая схема, подобран перечень элементов входящих в состав СУ, а так же конструкция шкафа. Отличительной особенностью является использование управляемого

блока питания без большого содержания цветного металла. Диапазоны регулирования напряжения 0-40 В, тока 0-25 А.

Параллельно с организацией закупки всех необходимых компонентов конструкторско-технологической службой ООО «РИНПО» оформлялась документация для изготовления, эксплуатации и сертификации станции.

Институтом «ТатНИПИнефть» разработана программа и методика стендовых и промысловых испытания станций катодной защиты производства ООО «УК «Система-Сервис» состоящих из двух этапов.

По результатам первого этапа стендовых испытаний длившихся 3 месяца были получен допуск к промысловым испытаниям.

На данный момент две станции мощностью 1кВт проходят промысловые испытания на объектах НГДУ «Ленинаторскнефть».

После окончания промысловых испытаний по получению акта и положительной рекомендации от ТОВК и ОП ПАО "Татнефть", «ТатНИПИнефть» будет проведена сертификация.

Станции управления катодной защиты производства ООО «УК «Система-Сервис» конструктивно превосходит и дешевле аналогов.

Организация системы сбора ливневых и талых вод на базе отдыха «Ак - Каен» НГДУ "Ленинаторскнефть"

И. Ю. Лапушкина, Д. И. Галимова (НГДУ «Ленинаторскнефть»)

Поверхностный сток ливневых и талых вод, формирующийся на территории населенных пунктов и предприятий, является источником загрязнения поверхностных и подземных вод различными веществами, что впоследствии приводит к заиливанию водоемов, водотоков и гибели водной флоры и фауны. В настоящее время запрещается сбрасывать в водные объекты неочищенные дождевые и талые воды, образующиеся на территории предприятия. Нарушение природоохранного законодательства, согласно ст.8.45. КОАП «Невыполнение требований по оборудованию хозяйственных и иных объектов, расположенных в границах водоохранных зон, сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения, заиления и истощения вод», влечет наложение административного штрафа на юридических лиц - от пятисот тысяч до одного миллиона рублей или приостановление деятельности на срок до 90 суток.

Цель настоящей работы – организация экономически выгодной системы сбора ливневых и талых вод на базе отдыха «Ак-Каен», ведущей к сокращению затрат на предприятии. Отсутствие на данной территории ливневой канализации приводит к тому, что стоки, по сути, неорганизованно сбрасываются напрямую как на водосборные площади, так и в сами водные объекты.

В зависимости от принципа сбора, согласно которому выполняется устройство ливневой канализации, мы предлагаем линейный тип ливневки, являющийся сетью каналов, проложенных под землей и установленной вдоль всей линии открытым способом. Основной объем дождевых и талых вод приходится на периоды выпадения дождей и таяния снега. Мы рассчитали объем дождевых (с апреля по октябрь) и талых вод (ноябрь-март) с учетом коэффициента, учитывающего интенсивность формирования дождевого и талого стока (по данным Гидрометеослужбы). Суммарный объем равен 167 м^3 в год. Расход дождевых вод при продолжительности дождя 20 мин, составляет 5,12 л/сек. Максимальный объем сточных вод (за один ливень) составляет $6,15\text{ м}^3/\text{ливень}$.

Рассмотрев ситуацию на базе отдыха «Ак-Каен», выделили три пути решения данной проблемы:

1. Сбор дождевых и талых вод в центральную накопительную емкость, с дальнейшей откачкой и транспортировкой специализированным автотранспортом АСМ на собственные биологические сооружения «Биокомпакт» на базе отдыха «Нептун»;
2. Прокладка трубопровода от центральной накопительной емкости для ливневых вод на базе отдыха «Ак-Каен» до накопительной емкости на базе отдыха «Нептун», с дальнейшим отводом по трубопроводу на биологические очистные сооружения;
3. Установка дополнительных очистных сооружений на б/о «Ак-Каен».

По первому пути решения проблемы затраты равны 274 299,00 руб. По второму пути решения проблемы – затраты составляют 1 211 004,10 руб. По третьему пути решения проблемы – 1 982 194,00 руб. Анализ показывает, что путем внедрения первого варианта решения данного вопроса (откачка машиной АСМ), можно сократить экономические затраты на 77% от второго варианта и на 86% от третьего варианта. Учитывая рассчитанный объем, отсутствие штрафных санкций, предлагаем собирать ливневые и талые воды в центральную накопительную ёмкость, установленную на базе отдыха «Ак-Каен», с дальнейшим удалением на биологические очистные сооружения специализированным автотранспортом.

В данной работе был рассчитан экономический эффект на 17 лет от внедрения первого варианта предложения при отсутствии штрафных санкций, который составил 455 000 рублей в год в целом по НГДУ «Лениногорскнефть». ЧДД за срок эффекта от

внедрения первого предложения составит 2 695 000 рублей. Дисконтированный срок окупаемости 1 год 7 месяцев.

При внедрении второго и третьего вариантов решения проблемы, данные проекты не окупаются. На предлагаемую работу зарегистрировано рационализаторское предложение.

Из всего вышесказанного, можно сделать вывод: использование схемы откачки ливневых вод специализированным автотранспортом с дальнейшим отводом на очистные биологические сооружения экономически эффективнее и целесообразно; ведет к сокращению затрат на предприятии; нет необходимости строить дополнительные очистные сооружения; биологические сооружения «Биокомпакт» функционируют в полном объеме; избежать штрафных санкций со стороны Государственных природоохранных и других контролирующих организаций; благоустройство прилегающей территории системой ливневки поможет продлить сроки эксплуатации конструкций, предотвращает скопление дождевой и талой воды в лужи, чем улучшает эстетичный вид участка, не ухудшается дорожное покрытие; предотвращает попадания загрязняющих веществ в водные объекты и почву.

Оценка эффективности методов ингибиторной защиты ГНО скважин залежей 301 – 303 НГДУ «Лениногорскнефть»

А.А. Хакимова, Е.А. Балахонцев (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Антикоррозийная защита является основополагающим решением вопроса обеспечения долговечности оборудования. Под влиянием комплекса воздействий агрессивных сред металлические конструкции теряют свои прочностные качества.

Целью работы является оценка методов борьбы с коррозией для поиска оптимальных способов защиты.

Одним из наиболее универсальных, технологически и экономически целесообразных методов защиты металлов от коррозии является применение ингибиторов коррозии (ИК).

В НГДУ «Лениногорскнефть» проводились испытания твёрдого ингибитора коррозии «Трил-К», размещённого в контейнере. Погружной контейнер с твёрдым ингибитором спустили в две скважины. При вскрытии одной из секции с твёрдым ингибитором установлено, что ингибитор израсходовался только лишь на 18 %. При визуальном осмотре поднятого со скважины оборудования, следов коррозии на ГНО обнаружено не было, хотя на наружной поверхности контейнеров ПСК наблюдались многочисленные коррозионные язвы. Средняя дозировка ингибитора составляла не более

0,8 г/м³. Таким образом, ПСК с твёрдым ингибитором коррозии «Трил-К» оказался недостаточно эффективен для защиты от коррозии ГНО скважин.

Проводились испытания технологии периодической закачки капсулированного ингибитора коррозии «Scimol WSC-1». Засыпка капсулированного ингибитора коррозии «Scimol WSC-1» проводилась в соответствии с технологическим регламентом в две скважины. Ингибитор помещается в микрокапсулы, закачивается в затрубное пространство добывающей скважины в виде взвеси технологической жидкости, после чего капсулы оседают на забой. Средняя концентрация ингибитора составила около 3 г/м³. По результатам анализов капсулированный ингибитор коррозии «Scimol WSC-1» не выносится с добываемой продукцией скважины, что говорит о его неэффективности для защиты от коррозии глубинного оборудования.

На скважинах залежей 301 - 303 также испытывались глубинные дозаторы (ГД), заправленные ингибитором коррозии. На конец 2014 года в числе эффективно работающих ГД остались 4 скважины, оснащённых данной системой защиты. На начало 2 квартала 2015 года вынос ИК с продукцией скважин, оснащённых глубинными дозаторами, по результатам анализов не зафиксирован.

Защита ГНО должна осуществляться, начиная с нижней точки – забоя скважины – для защиты всего внутрискважинного оборудования по всей глубине ствола. При использовании УДЭ это возможно только с применением капиллярных трубопроводов малого диаметра. На сегодняшний день данный способ защиты от коррозии эксплуатируется на 3-х скважинах. При применении технологии непрерывной подачи ингибитора коррозии по капиллярной системе наблюдается стабильный вынос ингибитора до 13 г/м³ с продукцией скважин. Данный способ подачи ИК при непрерывной стабильной работе насосов-дозаторов эффективен для защиты ВСО и выкидных линий скважин.

С 2008 года широко применяется технология периодической закачки ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин. В настоящее время ингибиторами коррозии обрабатывается 134 скважины залежей 301 - 303. На скважинах наблюдается стабильный вынос, что свидетельствует об эффективной защите и работоспособности данного метода.

На основании проведенного мониторинга представленных методов ингибирования наиболее эффективными на данном этапе считаются: подача ИК с применением капиллярной системы подачи и проведение строго регламентированных заливок ИК в затрубное пространство скважин.

По выше изложенным методам защиты ГНО испытания проводились совместно с институтом «ТатНИПИнефть».

Наблюдается положительная тенденция по снижению выхода скважин в ремонт по причине коррозии в кратном порядке.

Выводы:

- На данном этапе приоритетными видами защиты ГНО от коррозии являются подача ИК с применением капиллярной системы подачи и проведение строго регламентированных заливок ИК в затрубное пространство скважин;
- Необходимо производить дальнейший выбор скважин-кандидатов для внедрения капиллярной системы подачи на скважинах дебитом более 20 м³/сут;
- Значительный рост показателя по снижению количества ремонтов по причине коррозии ГНО в отношении 2013 и 2014 годов;
- Экономия при выводе скважин в очередной ПРС по причине коррозии ГНО, при регламентируемой подаче ингибиторов, составила более 5 млн. рублей.

Освоение изготовления анодных заземлителей, содержащих ферросилидовые электроды

О.М. Зиганишина (БМЗ ПАО "Татнефть")

На Бугульминском механическом заводе ПАО "Татнефть" в литейном цехе была выработана технология выплавки ферросилидового электрода и изготовления анодных заземлителей, предназначенных для электрохимической защиты подземных трубопроводов, обсадных колонн, скважин, внутренней и наружной поверхностей вертикальных резервуаров, внутренней поверхности горизонтальных резервуаров и отстойников от коррозии, а также для рабочих заземлений электропередач постоянного и переменного тока.

Анодный поверхностный заземлитель – это электрод из высоколегированного кремнистого чугуна (ферросилида) ЧС-15. Электроды – заземлители имеют форму стержня и представляют собой отливку круглого сечения, в головной части которой имеется утолщение, в котором формируется полость под контактный узел. Для изоляции кабельных соединений применяют термоусаживаемые муфты.

Анодный заземлитель включает ферросилидовый электрод и расположенный в его теле стальной токовод, выполненный в виде стальной пластины с отверстиями. Первое отверстие предназначено для крепления анодных заземлителей последовательно друг с другом при помощи болтового соединения, а другое выполнено для фиксации стальной пластины в теле электрода с помощью литья. Такая конструкция тоководов позволяет повысить надежность и герметичность межанодного соединения.

На верхней и нижней части электрода при литье выполнены кольцевые канавки. Кольцевые канавки обеспечивают надежную установку диэлектрической муфты на электроды и предотвращают продольное скольжение муфты при спуске анодного заземлителя в скважину.

В 2013 году совместно со специалистами ОАО НПО ЦНИИТМАШ были проведены работы по освоению изготовления ферросилидовых электродов АЗ -1500 из чугуна марки ЧС15. Плавка производилась на печах ИСТ-0,16, формы изготавливались из холоднотвердеющей смеси на автоматической формовочной линии. В качестве шихтовых материалов при проведении опытных плавов использовали передельный чугун ПЛ1, ферросилиций ФС75, феррохром, ферромарганец ФМн78 и сталь с С и Si по 0,2% и 0,3% Mn. При проведении опытных плавов выяснилось, что для того чтобы избежать появления поверхностных газовых раковин на отливке анода-заземлителя, необходимо производить заливку формы под углом 5-10 градусов от горизонтали. При этом необходимо обеспечить достаточную высоту заливочной чаши и эффективное удаление из формы газов. Изготовленные образцы показали положительные результаты в лабораторных испытаниях по химическому составу и скорости анодного растворения.

Опытным путем было установлено, что наиболее важными факторами, влияющими на содержание водорода в жидком сплаве, являются температура его перегрева в печи и метод ведения плавки. Поскольку с повышением температуры расплава растворимость газов в нем увеличивается, при выплавке ферросилида большую роль играют местные перегревы при добавлении ферросилиция вследствие экзотермической реакции образования Fe_3Si_2 . Таким образом, при выпуске металла из печи и при заливке его в формы необходима строгая выдержка температурного режима, так как даже кратковременный перегрев при добавлении ферросилиция сильно сказывается на конечном содержании водорода в отливке.

Также при выплавке ферросилида в индукционной печи предпочтительно использовать высокопроцентный ферросилиций. Температура расплава в процессе плавки не должна превышать 1500 °С.

В результате работы была разработана технология выплавки ферросилида в индукционной печи и отработана в производственных условиях технология изготовления анодов-заземлителей.

Нейтрализация фенольных сточных вод перекисью водорода

И.В. Дурандина, А.С. Битунов (ОАО «ТАНЕКО»)

Загрязнение окружающей среды – одна из самых актуальных проблем современного мира. На предприятии используется комплекс мероприятий, направленных на предотвращение попадания вредных веществ в объекты окружающей среды. В связи с расширением производств комплекса, ожидается увеличение содержания фенолов в поступающих на очистные сооружения сточных водах. Фенолы являются чрезвычайно токсичными для систем биологической очистки и могут значительно подавлять активность. Фенол плохо регулируется, что может привести к нарушениям допустимых норм и к токсичности очищенных стоков, если они не обрабатываются надлежащим образом. Высокие концентрации фенолов при попадании в блок биологической очистки, приводят к замедлению биохимических процессов, негативно влияют на жизнедеятельность микроорганизмов, снижают производительность блока в целом, а при попадании больших концентраций могут вызвать и гибель микроорганизмов. Неэффективная работа блока биологической очистки, увеличивает и нагрузку на блок глубокой доочистки, что приводит к быстрому загрязнению фильтров и более частой замене сорбента. При этом сброс стоков в бассейн реки Кама ограничивается, норма природоохранного законодательства с которой возможен сброс воды составляет не более 0,001 мг/дм³.

Проблема полной очистки производственных стоков от растворенных в воде органических веществ, в частности фенолов, является одной из наиболее важных и одновременно трудно решаемых. Несмотря на огромное число отечественных и зарубежных разработок, данную проблему нельзя считать решенной. Во-первых, многообразие стоков по химическому составу и условиям образования и существования требует проведения индивидуальных исследований для каждого конкретного производства, что не всегда возможно. Во вторых, многие эффективные способы глубокой очистки сопряжены с большими экономическими и ресурсными затратами, использованием дефицитных реагентов с последующей их регенерацией, утилизацией или захоронением отходов.

Наиболее распространена очистка сточных вод от фенолов при помощи окисления - химического или биологического. Сравнение существующих методов очистки фенолов показывает, что очистка пероксидом водорода является наиболее эффективной и наиболее подходящей. Преимуществом применения пероксида водорода является: в первую очередь его экологическая чистота; возможностью использования в широком диапазоне

температур и значений РН среды; высокой селективностью окисления различных примесей сточных вод; хорошей растворимостью в воде; простота аппаратного оформления процесса. Особо следует отметить, что остаточная концентрация пероксида водорода способствует процессу последующей аэробной, биологической очистки, а в природных водах перекиси водорода играет положительную роль.

Наше предложение установить узел нейтрализации фенольных стоков перекисью водорода непосредственно на линии с секции 3300 (цех № 04), для снижения концентрации фенолов перед блоком предварительной очистки. Как показывает практика, подобранная биомасса блока биологической очистки отрицательно реагирует на фенольные стоки с концентрацией превышающей 2 мг/л. Увеличивается потребление кислорода микроорганизмами, анализы согласно ПАК на выходе с блока биологической очистки ухудшаются, нарушается процесс нитрификации и денитрификации. Так же с ростом потребления кислорода идет увеличение нагрузки на воздуходувки с помощью частотных преобразователей, тем самым увеличивается потребление электроэнергии. Так же следует отметить, что для нейтрализации фенолов на блоке биологической очистки требуется тщательный отбор специальных микроорганизмов, способных разлагать фенольные соединения и противостоять токсичным явлениям. Предложение установки узла нейтрализации поможет решить проблему по поддержанию стабильной работы блока биологической очистки при подаче фенольных стоков повышенной концентрации. Позволит оперативно контролировать состав фенолосодержащих стоков, а также снизит вероятность риска гибели биологии и повышенного содержания фенолов в очищенной воде. В заключении следует отметить, что решение данной проблемы требует особого внимания и глубокого анализа, проведение научных исследований и лабораторных испытаний.

В представляемой работе нами была предпринята попытка выяснения состава попадающих в сточные воды фенолов методом ВЭЖХ. Было проведено хроматографическое разделение и детектирование на электрохимическом детекторе отпаренной воды титула 3300. В результате были получены данные, свидетельствующие о сложном компонентном составе фенолов сточных вод. Проведен эксперимент по оценке скорости окисления каждого вида фенолов с помощью кислорода атмосферного воздуха, перекиси водорода, активного ила. В результате был определен наиболее эффективный способ окисления фенолов. В заключении оценивалось влияние биологической очистки от фенолов на процессы нитрификации, происходящие в активном иле.

Биоремедиация нефтесодержащих шламов

Р.Р. Хубетдинова (ОАО «ТАНЕКО»)

В процессе очистки сточных вод образуются отходы в виде обезвоженного нефтешлама. На очистных сооружениях, на блоке обезвоживания осадка, нефтепродукта и избыточного ила их образуются три вида – это обезвоженный осадок, нефтесодержащий шлам и избыточный ил. Наибольшую опасность для окружающей среды представляют нефтяные шламы. Нефтешлам – экологически опасный твердый нефтехимический отход, с высоким уровнем углеводородного загрязнения. Они относятся к числу наиболее устойчивых загрязнителей окружающей среды.

В данной практической работе исследована возможность интенсификации процессов биодеструкции нефтесодержащего шлама предприятия препаратами ферментного состава (Деворойл, DOP-UNI) и активным илом, используемым на блоке биологической очистки.

Биопрепараты представляют собой массу жизнеспособных клеток микроорганизмов-биодеструкторов и различаются используемыми для их получения штаммами, которые характеризуются различными физиолого-биохимическими свойствами.

В настоящее время на очистных сооружениях используют препарат «Деворойл». В состав препарата входят липофильные и гидрофильные микроорганизмы: бактерии и дрожжи. Деворойл является поликультурой, имеющий в своем составе 5 видов микроорганизмов. 1(один) титр – в одном грамме препарата Деворойл содержится не менее 280 000 000 клеток. Так как каждый вид микроорганизмов проявляет наибольшую активность для отдельных фракций нефти, то достигается наибольшая эффективность, потому что обрабатываются все фракции нефтепродуктов сразу с равномерной скоростью. Главное условие в использовании данного препарата является правильная активация согласно прилагаемой инструкции, что было выполнено в лабораторных условиях.

«DOP UNI» – универсальный биопрепарат с высокой углеводородокисляющей активностью. По своим характеристикам этот препарат является улучшенным вариантом препарата «Деворойл». Предназначен для биодеградациии нефти и нефтепродуктов при загрязнении почв, водоемов. На данных очистных сооружениях не применялся. Представляет собой порошок, состоящий из сухих агрегатов жизнеспособных клеток специально подобранного консорциума микроорганизмов, растущих на углеводородах различных классов.

Активный ил – это взвешенная в воде активная биомасса, осуществляющая процесс очистки сточных вод в аэробных биоокислителях, сложное сообщество микроорганизмов различных систематических групп и некоторых многоклеточных животных. На очистных сооружениях активный ил используют на блоке биологической очистки, который очищает промышленные сточные воды совместно с хозяйственно-бытовыми сточными водами, образующимися на производстве.

Целью настоящей работы являлось исследование и сравнение действия препаратов ферментного состава и активного ила, взятого с блока биологической очистки, на процессы деструкции нефтесодержащего шлама, отобранного с рабочих карт предприятия.

В процессе работы была проведена оценка загрязнения нефтесодержащего шлама.

Наилучший результат по нефтеокисляющей способности из двух применяемых препаратов показал ДНЗ «DOP-UNI».

В качестве альтернативы вышеуказанным биологическим препаратам в работе исследована возможность применения активного ила, используемого на блоке биологической очистки, который расположен на одной площадке с основным производством и вполне оправдан с экономической точки зрения как не требующий дополнительных затрат на закупку и транспортировку. Использование активного ила при биоремедиации нефтесодержащего шлама показало немного более низкие результаты, предположительно за счет наличия в своей массе питательных ресурсов. Однако деструкционная способность по отношению к другим биопрепаратам находится в пределах статистической погрешности

Переработка и утилизация нефтешламов – это важная экологическая и экономическая задача.

Оптимизация процесса периодической подачи ингибитора коррозии

Э.З. Гузаиров (НГДУ «Джалильнефть»)

В целях увеличения эффективности и снижения расхода ингибитора коррозии применяются технологии пробковой и периодической подачи ингибитора коррозии. При этих технологиях используется эффект после действия защиты, то есть благодаря такому эффекту возможно прекращение подачи ингибитора коррозии на определенное время.

Цель работы: автоматизировать процесс пробковой и периодической подачи ингибитора коррозии, увеличение производительности труда обслуживающего персонала.

При пробковой обработке напорных трубопроводов ингибитор подаётся непосредственно в перекачиваемую жидкость, в течении заданного времени (несколько минут).

При периодической обработке объектов ППД ингибитором коррозии, необходимо производить закачку реагента через день по 8 часов.

На установках, где обслуживающий персонал работает круглосуточно следить за работой дозаторной установки с периодической подачей ингибитора коррозии легче.

На таких установках как ДНС, УПСВ-2 ЦДНГ-5 и УПСВ при ГЗУ-22 ЦДНГ-2 присутствие обслуживающего персонала не постоянно. Для проведения периодической и пробковой подачи ингибитора коррозии оператору необходимо включить дозаторную установку и отключить по истечению требуемого времени.

Для выполнения технологического регламента работы оператору по добыче нефти и газа необходимо прибыть на объект и запустить дозатор в работу, вернуться обратно через 8 часов для отключения дозаторной установки. Фактически рабочий прибывает на объект согласно карте обхода, следовательно, отключать дозаторную установку необходимо после окончания его рабочего времени. При этом оператору необходимо сообщить диспетчеру о начале работы дозаторной установки и плановом времени её отключения. Диспетчер передает информацию дежурному персоналу. Все это приводит к дополнительным транспортным затратам и не всегда дежурный персонал успевает прибыть на объект в назначенное время, что приводит к нарушению технологического регламента по подаче ингибитора коррозии.

Предлагаем установить на дозаторной установке реле времени, которое запрограммировано на время подачи ингибитора коррозии при пробковой и периодической подаче, рассчитанное согласно технологического регламента.

Экономический эффект от внедрения данного предложения составляет 1387 тыс.руб. в год.

При внедрении данного мероприятия отпадает необходимость обслуживающего персонала все время находиться на объекте, соблюдается технологический режим подачи ингибитора коррозии обеспечивающий наиболее полную защиту трубопроводов от внутренней коррозии, увеличивается производительность труда обслуживающего персонала, сокращаются транспортные затраты.

По данной работе было подано рационализаторское предложение.

Использование моноблока Блик-2К для очистки поверхностных сточных вод на территории Азнакаевского филиала ООО «Татбурнефть-ЛУТР» без предварительного проектирования

И.Р. Валиев (ООО «УК«Татбурнефть»»)

Защита окружающей среды – одна из важнейших задач современности. Выбросы и сбросы промышленных предприятий энергетических систем и транспорта в атмосферу и водоемы на современном этапе развития науки достигли таких размеров, что в ряде районов, крупных промышленных зонах, показатели уровня загрязнения в несколько раз превышают допустимые санитарные нормы.

Нефтяная промышленность сегодня ставит перед собой задачу не только добыть рекордное количество нефти, но и сохранить нашу природу, оставить после себя чистыми воздух, воду и землю. Нефтяники убеждены, что защита окружающей среды и забота о природе должны быть на первом месте.

Наше производство - это оказание сервисных услуг по изоляционным и тампонажным работам при бурении и ремонтах скважин, что предполагает наличие специальной техники, которая хранится как в гараже так и на открытых стоянках. Поэтому актуальным вопросом становится очистка поверхностных сточных вод с территории наших филиалов.

Поверхностные сточные воды с промышленных территорий формируются за счет талых, ливневых стоков. Одним из серьезных источников загрязнения водотоков и водоемов являются территории промышленных площадок, загрязняющие окружающую среду различными солями в т.ч и солями тяжелых металлов, фенолами, нефтепродуктами и другими веществами.

Для предотвращения загрязнения водных объектов поверхностным стоком необходима организация сбора этих стоков и эффективная очистка от всех вредных веществ. Для решения этой задачи в Азнакаевском филиале ООО «Татбурнефть-ЛУТР» мы решили использовать рельеф площадки и установку Блик-2К, не проводя предварительное проектирование ливневой канализации. При использовании установки Блик-2К вода очищается до показателей рыбохозяйственного назначения, которая в дальнейшем используется на производственные нужды. Так же это освобождает предприятие от платежей за неорганизованный сброс ливневых и талых вод с территории предприятия. Которые составляли в год с производственной базы Азнакаевского филиала около 60 тыс. руб.

Согласно плана-500, а так же с помощью бетонных желобов поверхностная сточная вода со всей территории попадает в приемный бункер. В данной емкости вода очищается от грязи и грубых механических примесей. Затем вода попадает в резервуар с большим объемом, где накапливается до определенного уровня и при помощи поплавочного насоса перекачивается на саму установку Блик-2К. В установке вода очищается и попадает в емкость для сбора очищенной воды объемом 100 м3 для дальнейшего использования.

Экономический эффект от реализации данного проекта для нашего предприятия очевиден. Это около 2 млн.руб.Так же очевидна польза для окружающей среды от очистки сточных вод на данной установке. Кроме того возможно полное использование очищенной воды на производственные нужды.

Изучение биотехнологий для рекультивации черноземов, загрязненных нефтепромысловой средой

Д.И. Сибгатова, Н.А. Антонов (институт «ТатНИПИнефть»)

Рекультивация земель – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Своевременное выполнение рекультивационных мероприятий позволит избежать штрафных санкций по ст. 8.7 и 8.8 КоАП и возмещения ущерба за порчу земель согласно «Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды». На сегодняшний день на территории деятельности предприятия ПАО "Татнефть" основным методом рекультивации является традиционный метод, заключающийся во внесении органических удобрений и фосфогипса.

Целью работы является оценка эффективности современных биотехнологий рекультивации нарушенных земель, обеспечивающих снижение содержания нефтепродуктов в нефтезагрязнённых чернозёмах Закамья до значения норматива ДОСНП и восстановление их плодородия. Возможность внедрения новых методов рекультивации для ПАО "Татнефть" рассматривалась на основании сравнения традиционного метода рекультивации и новых биотехнологий, основанных на использовании готовых биопрепаратов углеводородокисляющих микроорганизмов – «Ленойл СХП», «ДНЗ»; биотехнологии ГНУ Татарский НИИАХП Россельхозакадемии с выделением аборигенных штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов в сочетании с бентонитом; биотехнологий с применением гуминовых веществ – «Гумакса»

(предложен ООО «Центр Спас») и гумата калия марки ВР 20 (ТУ 2189-004-54775950-2000).

Объектами исследований были выбраны полевые участки на естественных типах почв, преобладающих в Татарстане и районах нефтедобычи - выщелоченном и типичном чернозёмах сельскохозяйственного назначения со смешанным типом загрязнения после разлива обводнённой девонской и сернистой нефти. В качестве фона были выбраны участки, находящиеся недалеко от места заложения полевых исследований и не имеющие видимых признаков нарушения земель.

Экспериментальные участки с разливом обводнённой сернистой и девонской нефти были разделены на 6 делянок, где исследовались следующие методы рекультивации: «Ленойл СХП», «традиционный метод», «ДНЗ», «аборигенный штаммы + бентонит», «гумакс», «гумат калия». Кроме того, на каждом из опытных участков закладывалась контрольная делянка, где применялись исключительно агротехнические мероприятия.

Традиционный метод рекультивации нефтезагрязнённых почв, заключался во внесении навоза (60 т/га) и фосфогипса (10 т/га), а также периодическом рыхлении почв.

Внесение изучаемых альтернативных биопрепаратов осуществлялось по указанной производителем схеме методом дождевания.

Технологии оценивались по результатам обследования агрохимических, микробиологических характеристик средних проб исследуемых почв, фитопродуктивности и динамики снижения содержания нефтепродуктов в почвах в течение двух сезонов. Для каждой исследуемой технологии был произведен расчет экономической эффективности. Важным составляющим исследований был визуальный контроль опытных делянок.

По результатам экспериментальных работ была выявлена целесообразность расширения диапазона применяемых в ПАО "Татнефть" методов рекультивации нарушенных земель. Разработаны технологии рекультивации нефтезагрязнённых земель и земель смешанного типа загрязнения с применением новых биотехнологий и рекомендации по их применению, которые были отражены в извещении об изменении № 2-2014 к РД 153-39.0-716-11 «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных в результате разгерметизации нефтепромысловых трубопроводов».

На основании выполненных исследований рекомендуется расширить диапазон применяемых в ПАО "Татнефть" методов рекультивации, с внедрением для восстановления чернозёмов смешанного типа загрязнения:

- метода, предложенного ООО «Центр Спас», с организацией сервисной группы в ПАО "Татнефть" с представителями разработчика;

- метода, разработанного ГНУ Татарский НИИХП Россельхозакадемии с выделением аборигенных штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов в сочетании с бентонитом.

Выявление причин неконтролируемого затопления г. Альметьевск и разработка предложений по его предотвращению

М.Н. Мельников, Н.Ю. Костылева (институт «ТатНИПИнефть»)

В апреле 2012 года в результате прохождения волны весеннего снеготаяния от разрушений и затоплений пострадали 11 районов РТ. В числе наиболее пострадавших оказался Альметьевский район. В зону затопления попали 537 дворовых участков частного сектора в Старом Альметьевске, Урсале, Ниж.Мактаме, Тихоновке и Тайсуганово. Всего на ликвидацию последствий чрезвычайной ситуации из средств муниципального бюджета г. Альметьевск и средств предприятий и организаций города было направлено свыше 65 млн. рублей. ПАО "Татнефть" на эти цели выделила 32,8 млн.руб.

Специалистами ООО «Геотехнологии» был предложен проект по проведению русловыпрямительных и дноуглубительных работ на участке р. Степной Зай длиной 6,5 км на С окраине города. Специалистами нашего института был проведен всесторонний анализ предложенных мероприятий, который показал, что данные проектные решения нецелесообразны по целому ряду причин.

В 2013-14 гг. по заданию ПАО "Татнефть" сотрудниками института «ТатНИПИнефть» с привлечением гидрологов КФУ была выполнена научно-исследовательская работа по изучению гидрологического режима Карабашского водохранилища, рр. Бугульминский Зай и Степной Зай. Район работ охватил всю территорию бассейна верхнего течения р. Степной Зай до западной окраины г. Альметьевск. На начальном этапе работы проводилась оценка гидрологической и картографической изученности данного района, в этом отношении он хорошо изучен. В полевой сезон на 14 ключевых участках проводилась тахеометрическая съемка для составления крупномасштабных топографических планов днищ речных долин. На 5 ключевых участках были организованы временные наблюдательные посты, на которых в течение одного года фиксировались срочные уровни воды. Полученные результаты наблюдений на временных постах использовались для получения зависимости расходов от уровней воды $Q = f(H)$. Для построения карт зон затопления в соответствии с набором формальных правил на всех водотоках были проставлены расчетные точки, в которых на

основании общегосударственных методик вычислены максимальные расходы воды различной (1, 2, 5, 10 и 25 %-ной) вероятности. Для каждой вероятности рассчитаны уровни воды и площадь распространения талых вод. На завершающем этапе, с использованием созданной цифровой модели рельефа, были смоделированы зоны затопления различной вероятности для территории г. Альметьевск и других населенных пунктов расположенных выше по течению р. Степной Зай.

По результатам проделанной работы были выявлены причины затопления 2012 года:

- расположение жилой застройки г. Альметьевск в водоохранной пойменной зоне р. Степной Зай и его притоков;
- значительное снижение живого сечения русел рр. Степной Зай, Бугульминский Зай и их основных притоков из-за заиления и захламления павшим древостоем;
- аномальное повышение температуры в период весеннего половодья 2012 года;
- отсутствие согласованных действий собственника Карабашского водохранилища со службами МЧС и отделом водных ресурсов МЭПР РТ при проведении попусков воды.

На основании проделанной работы разработаны мероприятия по предотвращению неблагоприятных последствий неконтролируемого затопления территорий:

- запретить выделение земельных участков на затопляемых территориях;
- провести инвентаризацию всех объектов, попадающих в зоны затопления с ранжированием на группы по степени их уязвимости затоплению;
- для каждой группы разработать технологический регламент по правилам дальнейшей эксплуатации и провести мероприятия по переносу наиболее чувствительных к затоплению объектов за пределы зон затопления или по созданию защитных дамб;
- провести работы по расчистке русла р. Степной Зай от топляка, заиления, древостоя начиная от Карабашского водохранилища и до Заинского водохранилища;
- подготовить РД для ПАО "Татнефть", ограничивающий строительство и размещение его новых объектов в пределах границ зон затопления;
- перед прохождением очередной волны весеннего снеготаяния осуществлять тесную межведомственную кооперацию с представителями МЧС и УГМС по РТ;
- результаты краткосрочного прогнозирования, полученные от УГМС по РТ, предоставлять в распоряжение администрации собственника Карабашского водохранилища для корректировки им политики попусков воды через плотину.

Комплексное выполнение данных мероприятий позволит избежать неблагоприятных последствий неконтролируемого затопления территории г. Альметьевск в период весеннего снеготаяния и сэкономить финансовые затраты на их ликвидацию.

Подбор ремонтных лакокрасочных материалов для восстановления внутреннего покрытия нефтепромысловых труб

Г. Л. Тахаутдинова, И. С. Токмачева («ТатНИПИнефть»)

Одно из приоритетных направлений в области антикоррозионной защиты внутренней поверхности нефтепромысловых труб занимают полимерные покрытия.

С 2000 года в ПАО "Татнефть" выпускаются линейные и насосно-компрессорные трубы с внутренним покрытием. В течение всего срока эксплуатации труб с покрытием в ПАО "Татнефть" осуществляется мониторинг эффективности их применения, по результатам которого установлено, что распространенным разрушением сколы на торцевом и приторцевом участках трубы. Подобные разрушения являются следствием механических воздействий на указанные участки труб при их обслуживании, эксплуатации, транспортировке, погрузочно-разгрузочных работах, спуско-подъемных операциях и т.д. При наличии разрушений покрытия, недопустимых для эксплуатации, трубы направляются на БМЗ для повторного покрытия, что приводит к увеличению затрат.

В связи с вышесказанным, вопрос возможности ремонтного восстановления внутреннего покрытия труб в местах его сколов с целью продления срока службы покрытия и труб в целом на трубных базах ООО «НКТ-Сервис» достаточно актуален.

Цель нашего исследования заключалась в оценке целесообразности применения технологии восстановления внутреннего покрытия НКТ жидкими лакокрасочными материалами и исследовании их совместимости с порошковым покрытием П-ЭП-585, применяемым для защиты от внутренней коррозии нефтепромысловых труб на объектах ПАО "Татнефть". Для этого нами были проведены лабораторные и цеховые испытания.

Для исследования нами были выбраны следующие лакокрасочные материалы:

- ТРЭПП-ТР-2 (ОАО «Химик», Россия);
- шпатлевка ремонтная ДПК (ООО «НПП «Пигмент», Россия);
- Инерта 280 (TEKNOS, Финляндия);
- Jotapipe RC 490 (JOTUN, Норвегия);
- Tanguard Storage (JOTUN, Норвегия).

Испытания проводились на образцах новой НКТ с покрытием П-ЭП-585 после восстановления искусственно созданных разрушений порошкового покрытия выбранными лакокрасочными материалами.

В процессе проведения испытаний оценивались основные характеристики покрытий в исходном состоянии и после 1000 часов воздействия испытательных сред.

Результаты испытаний показали, что, несмотря на то, что все предложенные для испытаний ремонтные покрытия имеют достаточно высокий уровень значений показателей защитных свойств в исходном состоянии, воздействие испытательных сред с незначительным изменением свойств выдержала только ремонтная система Jotapire RC 490/П-ЭП-585. Здесь не наблюдается образование разрушений и существенного снижения адгезионных значений. Для ремонтной шпатлевки ДПК после 1000 часов испытаний выявлена недостаточная стойкость материала к воздействию повышенных (до 80 °С) температур, которая выражается в появлении редких пузырей диаметром до 3 мм. Кроме того, отмечается снижение адгезионных значений к поверхности металла. Ремонтные составы Tanguard Storage, Инерта 280 и ТРЭПП-ТР-2 были преждевременно сняты с испытаний по причине их «отказа» из-за несовместимости с основным порошковым покрытием: вдоль границы стыков ремонтного и основного порошкового покрытия наблюдалось образование трещин с отслоением ремонтного слоя покрытия и коррозией металла.

По итогам лабораторных испытаний были проведены опытные работы по нанесению и испытанию ремонтных материалов на НКТ с покрытием П-ЭП-585, имеющим разрушения в виде сколов на торцах и приторцевых участках.

Материалы наносились на очищенную и подготовленную поверхность металла в местах разрушений внутреннего покрытия. После отверждения покрытия отремонтированных участков, исследуемые трубы подверглись операции промывки.

Результаты испытаний показали, что оба ремонтных состава (шпатлевка ДПК и Jotapire RC 490) успешно выдержали воздействие моющего раствора. Отслаиваний покрытий по краям сколов и проникновение моющей жидкости под покрытие не наблюдалось.

Обобщая результаты проведенных испытаний можно сказать, что наиболее оптимальным набором свойств из перечня выбранных для испытаний ремонтных материалов обладают материалы ремонтная шпатлевка ДПК и Jotapire RC 490. На основании этого заключения данные материалы рекомендованы для восстановления сколов внутреннего покрытия П-ЭП-585 насосно-компрессорных труб.

**Исследование свойств отечественных лакокрасочных материалов с целью
установления возможности их применения для противокоррозионной защиты
наружной поверхности нефтяных резервуаров в ПАО "Татнефть"**

Ю. С. Сатвалдиева (институт «ТатНИПИнефть»)

Атмосферной коррозии подвержены все металлоконструкции, эксплуатируемые на открытом воздухе, а именно: трубопроводы и емкостное оборудование надземного расположения, металлические части сооружений и опор.

Поверхности конструкций при эксплуатации неизбежно подвергаются увлажнению и загрязнению, что является первопричиной возникновения и развития коррозионных процессов, скорость которых зависит от степени агрессивности окружающей атмосферы.

Из применяемых на практике методов защиты от атмосферной коррозии наиболее подробного рассмотрения, как наиболее распространенный и достаточно эффективный, заслуживает метод нанесения защитных лакокрасочных покрытий (ЛКП).

Были проанализированы основные марки лакокрасочных материалов, получивших наибольшее распространение на территории РФ, наиболее удовлетворяющие установленным требованиям для защиты от коррозии наружной поверхности резервуаров ПАО "Татнефть" являются лакокрасочные материалы следующих российских фирм:

- 1) НПФ «Интекс-центр», г. Казань
- 2) ОАО «Русские краски», г. Ярославль
- 3) ООО «Антикоррозионные защитные покрытия», г. Москва
- 4) ООО «Спецстрой-комплект», г. Пермь
- 5) ООО «ГАММА», г. С.-Петербург

Исследования материалов вышеперечисленных фирм проводились согласно стандартным методам с определением значений показателей стойкости покрытий через 3000 часов нахождения испытуемых образцов в испытательных средах. Если исследуемое покрытие выдерживает 3000 часов испытаний, то прогнозируемый срок службы будет составлять не менее 10 лет.

В ходе работы первоначально определялись исходные физико-механические и защитные свойства покрытий, а также их изменение в процессе выдержки образцов в испытательных средах.

В качестве физико-механических свойств покрытий были выбраны следующие: адгезия методом решетчатых надрезов, адгезия в области надреза, адгезия методом отрыва, прочность при ударе, прочность при изгибе, прочность при истирании.

В качестве защитных свойств покрытий были выбраны: стойкость при выдержке в испытательных средах: 3 %-ный раствор NaCl при 20 °С и 50 °С, воздействие знакопеременных температур от минус 40 °С до 20 °С, водопоглощение, стойкость к катодному отслаиванию, стойкость при надрезе.

В настоящее время повсеместно в качестве антикоррозионного покрытия для наружной поверхности нефтяных резервуаров в ПАО "Татнефть" применяются ЛКП на основе алюминиевой пудры. Однако в среднем каждые 5 лет необходимо перекрашивать резервуары, т. к. покрытие теряет свои защитные свойства, а это означает весомые затраты на окрасочные работы (на резервуар объемом 5000 м³ около 11, 5 млн. руб. за 10 лет эксплуатации покрытия). Испытанные же материалы предполагают срок эксплуатации не меньше 10 лет, что в перерасчёте с окрасочными работами проводимые один раз в десять лет, будет значительно дешевле по сравнению с ЛКП на основе алюминиевой пудры.

Экономическая эффективность при применении Акрус-Эпокс/ Акрус-Эпокс С /Акрус-Полиур, Prodecor 2104/ Prodecor 2302 и ЭП-0199/ Гамма-УР-11 по сравнению с антикоррозионными покрытиями на основе алюминиевой пудры будет составлять порядка 2 млн. рублей для одного резервуара объемом 5000 м³.

Таким образом, материалы Акрус-Эпокс/ Акрус-Эпокс С /Акрус-Полиур, Prodecor 2104/ Prodecor 2302 и ЭП-0199/ Гамма-УР-11 по результатам исследований позволяют рекомендовать их к проведению опытно-промышленных испытаний в качестве противокоррозионной защиты наружной поверхности нефтяных резервуаров на объектах ПАО "Татнефть".

Применение блока защиты от перенапряжений PROTECT-03А для предотвращения выхода из строя элементов СКЗ

Д.А. Байбердин, А.С. Иванова (НГДУ «Ямашнефть»)

В настоящее время в области электрохимической защиты происходит постепенный отказ от станций катодной защиты (СКЗ) тиристорного и трансформаторного типа в пользу инверторных.

Применение инверторных СКЗ обусловлено их преимуществами:

- массогабаритами;
- минимальным применением драгметаллов;
- энергоэффективность (только у СКЗ с активным корректором мощности).

Однако наряду с достоинствами у СКЗ инверторного типа есть ограничения, а именно, повышены требования к качеству питающей электрической сети. Импульсные воздействия высокого напряжения могут привести к выходу из строя корректора мощности СКЗ. Чтобы исключить выход из строя дорогостоящих транзисторов используют специальные двунаправленные диоды, которые «защищают» схему СКЗ, но при этом сами выходят из строя.

Содержание предлагаемого технического или организационного решения, включая данные, достаточные для его практического осуществления:

Необходимо применить для предотвращения выхода из строя элементов СКЗ, по причине перенапряжений питающей сети, блок защиты от перенапряжений PROTECT-03A.

Блок защиты от перенапряжений является многокаскадным устройством.

Первым каскадом являются газонаполненные разрядники номиналом на 470В, которые в случае превышения напряжения питающей сети замыкаются и отключают вводные автоматы (Рисунок 1).

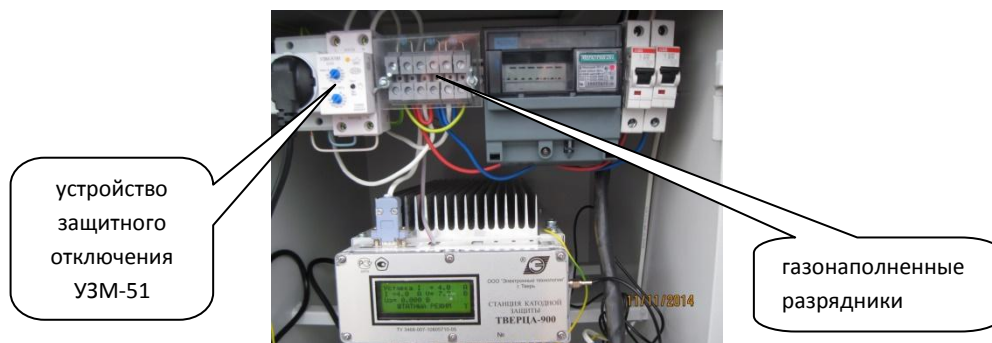


Рисунок 1. Применение блока защиты от перенапряжений PROTECT-03A для предотвращения выхода из строя элементов СКЗ. Указанные элементы: Газонаполненные разрядники; Устройство защитного отключения УЗМ-51М.

Вторым каскадом является дроссель, который сглаживает входное импульсное воздействие, тем самым уменьшая его амплитуду (Рисунок 2).

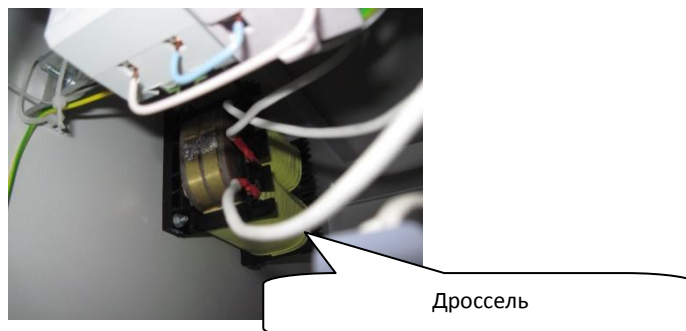


Рисунок 2. Применение блока защиты от перенапряжений PROTECT-03A для предотвращения выхода из строя элементов СКЗ. Указанный элемент: Дроссель.

Третьим каскадом является устройство защитного отключения УЗМ-51, которое ограничивает диапазон напряжения сети в соответствии с заданными установками. В случае выхода напряжения питающей сети за границы диапазона, УЗМ-51 отключает питание от СКЗ до его нормализации, после возвращения напряжения в заданный диапазон УЗМ-51 автоматически включает СКЗ (Рисунок 1). Стоимость блока защиты от перенапряжений ПРОТЕСТ-03А - 4150 руб. без НДС.

Сведения об экономическом или ином положительном эффекте:

Для полной оценки затрат на протяжении расчетного срока службы аппаратуры необходимо учитывать не только стоимость ремонта и замены в случае необратимого повреждения, но и менее очевидные затраты, в число которых входят, например, убытки, связанные с простоем в работе, нарушением или потерей данных, и упущенными возможностями.

Внедрение данного предложения позволит сократить затраты на ремонт СКЗ, обеспечит бесперебойную эффективную защиту НПО от коррозии. Частый выход из строя инверторных станций катодной защиты приводит к остановке ЭХЗ. Цена 1 единицы начинается от 40 тыс. рублей. Для ремонта и замены СКЗ требуется отправлять их в г. Тверь, потому данное предложение является перспективным и экономически оправданным. Реализация экономически выгодных мер защиты становится критически важной частью бережливого производства.

Современные средства защиты от коррозии

О.С Чатуров (ОАО «ТМНУ»)

Коррозия металла является самым опасным видом разрушения конструкционных материалов и изделий, изготовленных из различных металлов.

Необходимость осуществления мероприятий по защите от коррозии диктуется тем обстоятельством, что потери от коррозии приносят чрезвычайно большой ущерб. По имеющимся данным, около 10% ежегодной добычи металла расходуется на покрытие безвозвратных потерь вследствие коррозии. Основной ущерб от коррозии металла связан не только с потерей больших количеств металла, но и с порчей или выходом из строя самих металлических конструкций, так как вследствие коррозии они теряют необходимую прочность, пластичность, герметичность, тепло- и электропроводность, отражательную способность и другие необходимые качества. К потерям, которые терпит народное хозяйство от коррозии, должны быть отнесены также громадные затраты на всякого рода защитные антикоррозионные мероприятия, ущерб от ухудшения качества

выпускаемой продукции, выход из строя оборудования, аварий в производстве и так далее.

Для борьбы с коррозией применяются различные методы защиты: легирование на стадии производства металла, ингибирование, электрохимическая защита, металлизация и другие, многие из которых предназначены для временной защиты.

Наиболее распространенным методом защиты от коррозии является использование лакокрасочных покрытий.

Защитные действия лакокрасочного покрытия заключаются в создании на поверхности металлического изделия сплошной пленки, которая препятствует агрессивному воздействию окружающей среды и предохраняет металл от разрушения.

Выводы:

1. Разработан ряд высокоэффективных отечественных, зарубежных лакокрасочных антикоррозионных, огнезащитных и термостойких материалов широкого спектра использования,

2. По техническим характеристикам разработанные ЛКМ не уступают лучшим аналогам как отечественных, так и зарубежных производителей и соответствуют самым высоким эксплуатационным требованиям,

3. Все разработанные материалы сертифицированы.

Предлагается применение современного композиционного материала для обеспечения защиты от коррозии сооружений нефтяной и газовой промышленности. Так же при обеспечении соответствующим оборудованием и материалами возможна модернизация цеха по покраске в БПО ОАО «ТМНУ» с целью расширению услуг оказываемых заказчикам. В процессе производства строительно-монтажных работ по реконструкции кабельных эстакад, замене кабеленесущих конструкций с целью экономии средств заказчика и получения дополнительной прибыли обеспечивать антикоррозийную защиту металлоконструкций, замена которых невозможна.

Современный подход к экологическим требованиям на очистных сооружениях в НГДУ «Елховнефть»

Ю.З. Гильфанова, Р.Б. Галиева (НГДУ «Елховнефть»)

Вода является одним из самых важных элементов для жизнедеятельности человека. На сегодняшний день в России пока нет дефицита в водных ресурсах.

В настоящее время очистные сооружения в оздоровительных лагерях ПАО "Татнефть", в основном, представляют собой устаревшую систему очистки –

фильтрационные поля, которые не обеспечивают очистку сточных вод до уровня современных требований (СанПиН 2.1.5.980-00). Фильтрационные поля являются нарушением требований действующего законодательства часть 1 статья 13. Контроль со стороны государственных природоохранных и других контролирующих органов за охраной водных, земельных объектов, постоянный и «жесткий», что может привести к начислению дополнительных сверхнормативных платежей за превышение ПДК и сверхлимитные сбросы загрязняющих веществ, вплоть до приостановки и закрытия объекта. Перед специалистами НГДУ «Елховнефть» встал вопрос о выборе современного экологического метода очистки сточных вод в о/л «Солнечный».

Для решения поставленной цели нами были изучены, применяемые в России технологии очистки, которые делятся на 4 способа: механический, химический, биологический и смешанный.

На сегодняшний день наиболее широко применяются смешенная (20%) и биологическая (60%) технологии очистки. В результате комплексного анализа положительных и отрицательных факторов применения каждой из вышеуказанных технологий нами было принято решение о необходимости строительства нового технологического комплекса – биологической очистки сточных вод.

В отличие от смешенной системы очистки сточных вод основными преимуществами биологической системы очистки является:

1. Строительство сооружений проходит в сжатые сроки.
2. Компактность установки, обеспечивает значительное сокращение капитальных затрат на строительство комплекса.
3. Блочность сооружений даёт возможность ввода в эксплуатацию очередями по мере необходимости.
4. Простота технологической схемы в обслуживании.
5. Отсутствует необходимость в строительстве склада для хранения химических реагентов (флокулянтов, коагулянтов).
6. Не применяется дорогостоящее фильтрационное оборудование.

В настоящее время проект биологической системы очистки внедрён в о/л «Солнечный». По проектному решению сброс очищенных стоков должен производиться или в водные объекты (реки, водоемы) или на рельеф местности.

- В водные объекты сброс невозможен в связи с удаленностью водных объектов от существующих очистных сооружений;

- Сброс на рельеф местности является нарушением требований действующего законодательства часть 1 статья 13 «Земельный кодекс Российской Федерации» и может

привести к административным правонарушениям и начислению штрафов согласно главе 8: «Административные правонарушения в области охраны окружающей среды и природопользования»

Таким образом, существовала реальная угроза закрытия социального объекта дол «Солнечный», что повлияет негативно на имидж нефтяной компании ПАО "Татнефть".

Я предложила решить данную проблему следующим образом:

-произвести монтаж и обвязка подземной дренажной емкости объемом 50м³ на территории очистных сооружений «о/л Солнечный».

-в летнее время вывоз жидкости направить на выполнение работ по поливу и уходу за газонами, клумбами, за кустарниками и деревьями о/л «Солнечный»;

-в зимнее время вывоз жидкости направить на выполнение работ по изготовлению ледяных фигур, заливке детского катка.

Реализация данного проекта принесла нашему предприятию ряд следующих положительных результатов:

1. Качество очищенной воды по всем показателям соответствует нормативным требованиям, установленным для отведения в водоемы категории рыбохозяйственного водопользования.

2. Можно использовать осадки в качестве органоминеральных удобрений в сельском и городском зеленом хозяйствах, садоводстве, цветоводстве, придорожном озеленении, лесопитомниках для создания плодородного слоя земли при биологической рекультивации нарушенных земель и полигонов

3. Возможность функционирования детских оздоровительных лагерей в соответствии с природоохранным законодательством.

Оптимальный метод сокращения затрат на строительство протекторной защиты горизонтальных отстойников от внутренней коррозии.

И.С.Карманов, Р.Р. Гараев (НГДУ «Елховнефть»)

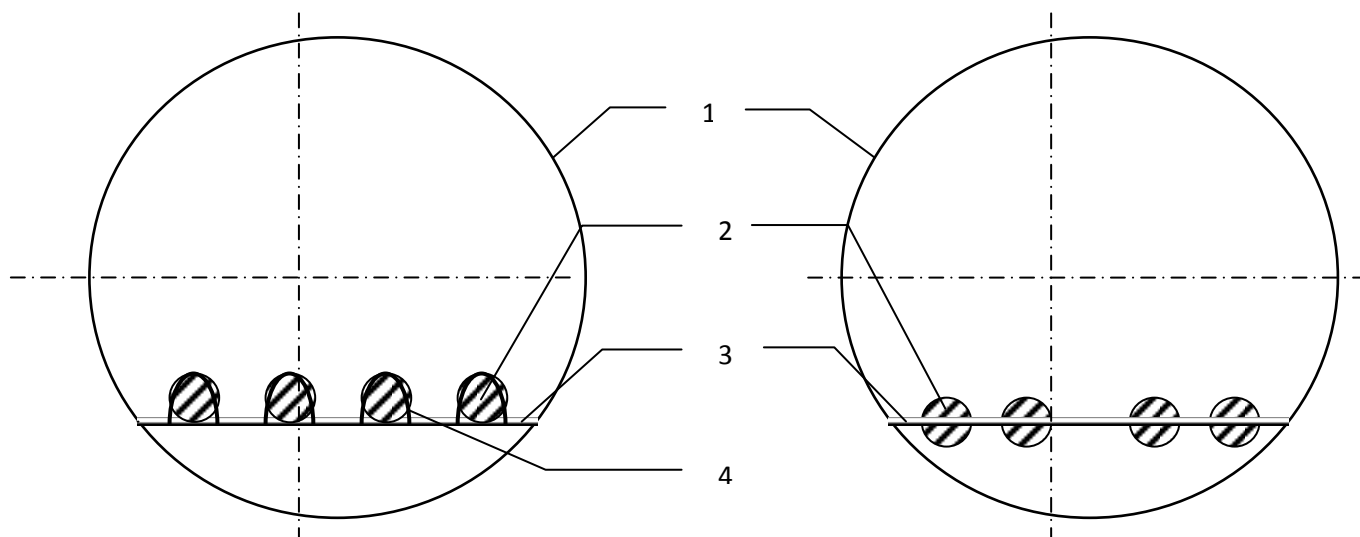
Разработка нефтяных месторождений является сложным и ответственным видом деятельности человека. Последствия этой деятельности проявляются в виде загрязнения воздуха различными вредными примесями, водных источников и земель нефтью и сточными водами. Качество и надежность используемого нефтепромыслового оборудования в данном вопросе занимает одно из лидирующих позиций.

Повышение надежности нефтепромыслового оборудования напрямую зависит от защиты от коррозии. По видам коррозионного разрушения различают защиту:

1. от внутренней коррозии
2. от наружной коррозии

Согласно РД 153-39.0-798-13 «Инструкция по защите емкостного нефтепромыслового оборудования от коррозии», монтаж и укладка алюминиевых протекторов марки ПАКР-18 внутри горизонтального отстойника производится на поперечных распорках выполненных из металлических уголков, привариваемых к ребрам жесткости обечайки по всей длине ГО. Количество параллельно устанавливаемых протяженных протекторов определяется расчетом. Каждый протектор укладывается на две параллельные распорки, и крепится к ним хомутами. Армирующие стержни протекторов свариваются между собой сваркой между поперечных балок. (Рис. 1)

На установку одного протектора необходимо выполнить 6 сварных соединений (4 соединения на хомутах и 2 соединения на армирующем стержне, (длина сварного шва не менее – 5 см). Износ протектора в коррозионной среде происходит в основном между хомутами, что составляет около 80% от общей массы протектора.



1 – ГО; 2 – протектор (ПАКР-18); 3 – поперечная распорка; 4 – хомут.

Рисунок №1

Рисунок №2

Схема протекторной защиты ГО

Схема протекторной защиты ГО

Для оптимального сокращения затрат на строительство протекторной защиты ГО от внутренней коррозии используем следующий метод.

Протектор размещается между поперечными распорками и приваривается к ним армирующими стержнями сваркой. Надежность соединения и механическая прочность остается без изменений. (Рис. 2)

Износ протектора в этом случае составит 100% от его общей массы, количество сваренных соединений на 1 (один) протектор уменьшается до 2-х , вместо 6-ти,

количество поперечных распорок уменьшается на 50%, (так в ГО-200 м³ вместо 20 шт. устанавливается – 10 шт.), не требуется изготовление крепежных хомутов.

Выводы: Данная конструкция монтажа протекторов приводит к экономии материалов, уменьшению финансовых затрат, времени монтажа протекторной защиты и времени ввода ГО в работу.

Внедрение системы улавливания легколетучих фракций углеводородов

А.Р. Сибгатуллин (ООО «Татнефть-АЗС Центр»)

Борьба с потерями нефтепродуктов – один из важных путей экономии топливно-энергетических ресурсов, играющих ведущую роль в развитии экономик и охраны окружающей среды.

Основным видом потерь на предприятии является потери обусловленные вытеснением паров углеводородов при закачке резервуаров топливом. При отгрузке 400 тонн топлива в день, в атмосферу выбрасывается 417 кг легколетучих фракций углеводородов (ЛФУ).

На основании распоряжения кабинета министров №152-р от 06.02.2013 и концепции «Бережливое производство», а также с целью уменьшения негативного воздействия на окружающую среду, в Челнинском филиале ООО «Татнефть-АЗС Центр» внедрена замкнутая система налива бензовозов на нефтебазе, замкнутая система слива бензовозов на АЗС. Данная система позволяет производить возврат паров легколетучих фракций углеводородов для их последующей рекуперации на нефтебазе.

С учетом производственных показателей, для улавливания и рекуперации легколетучих паров углеводородов выбрана установка АСУР-ПБ-300 с производительностью 300м³/час и степенью очистки 95%. Принцип действия установки основан на процессе абсорбции, абсорбентом в котором служит дизельное топливо.

По результатам количественного химического анализа проб воздуха на АЗС до слива бензовоза, во время слива без применения и с применением системы рециркуляции паров, проведенного специалистами ЦЕНТРА ХИМИКО-АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИОФХ им.Арбузова зафиксировано снижение предельных углеводородов с 1,09 и 2,86 (на разных АЗС) до показателя менее 1мг/м³.

По результатам замеров концентраций паров углеводородов на входе и на выходе АСУР-ПБ-300 составили 23% и 0.25 соответственно.

В результате работы системы замкнутого слива и налива бензовозов и улавливания паров углеводородов, за 1 год возвращается до 125 тонн ЛФУ. Данный объем

соответствует 198 000 л дизельного топлива, которое реализуется через сеть автозаправочных станций ООО «Татнефть-АЗС Центр».

Чистая прибыль в год составит 5 910 тыс. руб.

Срок окупаемости – 3.5 года.

Снижение затрат при обустройстве катодной защитой кустов скважин

Г.А. Куликов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Электрохимическая (катодная) защита является практически единственным методом защиты от коррозии наружной поверхности обсадных колонн действующих скважин. Обустройство скважин катодной защитой является эффективным мероприятием, снижающим затраты на ремонты скважин, связанные с ликвидацией нарушений герметичности обсадных колонн, как добывающих, так и нагнетательных скважин. В настоящее время обустройство катодной защитой куста скважин заключается в следующем:

1. Бурение и монтаж анодного заземления из ферросилидовых электродов.
2. Прокладка кабельных линий УКЗ.
3. Монтаж станции катодной защиты и блоков регулирования тока на постаменте СКЗ.
4. Монтаж контрольно-измерительных колонок.

Анодное заземление

Анодное заземление является одним из сложных и дорогостоящих элементов катодной защиты. Монтаж анодного заземления заключается в бурении шурфа под анодное заземление глубиной 21 метр и монтаже анодного заземления из ферросилидовых электродов, заполнение шурфа с анодным заземлением бентонитовым глинистым раствором. На кусте скважин анодное заземление монтируется из расчета 1 защищаемая скважина обустраивается одним анодным заземлением.

Оптимальный вариант. На куст скважин необходимо оптимизировать количество анодных заземлений за счет заполнения шурфов коксовой мелочью, которая позволяет снизить скорость растворения анодного заземления и увеличить его срок службы. Согласно расчету, применение коксовой мелочью позволит нам снизить количество анодных заземлений в 1,5-1,6 раза. То есть на кусте с 5 анодными заземлениями можно смонтировать 3 анодных заземления с коксовой мелочью. Экономия составит около 80 тысяч рублей.

Прокладка кабельной линии

Прокладка кабельной линии осуществляется на каждую скважину, которая подлежит обеспечению катодной защитой. На кустах скважины между собой связаны металлической связью через контур заземления КТП и нулевой провод кабеля электропитания, который проложен от КТП до СК каждой скважины.

Оптимальный вариант. Необходимо для оптимизации кабельных линий проложить кабельную линию только до одной скважины, так называемый основной дренажный кабель и присоединится к ней. Остальные скважины необходимо соединить между собой кабельными перемычками. Ток защиты перераспределяется между скважинами равномерно. При этом отпадет необходимость регулирования токов защиты на каждую скважину через блок регулирования тока, который установлен около СКЗ. Значит отпадает необходимость монтажа БРТ на каждую СКЗ. Экономия составит около 20 тысяч рублей.

Монтаж станции катодной защиты.

При проектировании и катодной защиты кустов скважин применяются станции катодной защиты ПДЕ-1200, Тверца-Каскад. На каждые две скважины обустраивается по 1 СКЗ ПДЕ-1200, Тверца-Каскад. Всего на кустах из 4 и более скважин монтируются две и более СКЗ ПДЕ-1200.

Оптимальный вариант. Предлагается при обустройстве катодной защите кустов скважин производить укрупнения оборудования СКЗ. То есть на 4-5 скважин монтируется СКЗ Тверца-3000 с выходной мощностью 50 Ампер, 60 Вольт, 3 Квт, вместо 3 СКЗ ПДЕ-1200, что позволит сэкономить на закупке оборудования около 100 тыс.руб.

Преимущества оптимизации обустройства катодной защиты кустов скважин:

1. Оптимизация кабельных линий, удобство контроля и обслуживания.
2. Снижение потерь тока на регулирование БРТ.
3. Снижение затрат на приобретение и обслуживаемого оборудования катодной защиты.
4. Снижение количества монтажа и эксплуатации анодных заземлений и КИК.

Способы снижения скоростей коррозии на водоводах

Д.А. Каяшов (НГДУ "Альметьевнефть")

В добываемой и транспортируемой по промысловым трубопроводам продукции нефтяных и газовых месторождений в том или ином количестве присутствуют механические примеси, что способствует развитию высокой коррозионной агрессивности НПО и трубопроводов.

В ходе лабораторных исследований компонентного состава попутного нефтяного газа было выявлено существенное превышение сероводорода в попутном нефтяном газе (минимум в 3 раза) по сравнению с другими товарными парками, что приводит к снижению эффективности ингибиторной защиты водоводов системы ППД, а также развитию контактной электрохимической коррозии трубопроводов.

Причиной высокой коррозионной агрессивности водоводов и подводящих водоводах КНС является высокая агрессивность жидкости, а также низкая эффективность ингибиторной защиты.

Анализ воды, отобранной на внутриплощадочном водоводе от блочной насосной до очистных сооружений, показал, что механические примеси представлены в основном сульфидами железа, что визуально подтверждается образцами-свидетелями с ТКК, а также пробами сточной воды.

В связи с этим существует необходимость проведения определенных мероприятий по снижению коррозионной агрессивности сточных вод с высоким содержанием сульфидов.

Для решения этих задач рассматривались следующие способы снижения коррозионной агрессивности сточных вод:

- монтаж коагулирующей установки с установкой самоочищающихся фильтров (для предотвращения поступления и отложения сульфида железа на ОС и в системе ППД;
- Применение хим. реагентов (для удаления сульфида железа с внутренней поверхности водоводов, а также предупреждения отложения сульфидов).

Однако данные мероприятия направлены лишь на устранение последствий образования сульфидов, а не их причин. Расчет затрат экономической эффективности так же показал, что данные мероприятия требуют существенных финансовых вложений.

Поэтому совместно со специалистами «ТатНИПИнефть» была разработана программа по выявлению причин образования сульфидов железа в сточной воде, в соответствии с которой был проведен отбор проб жидкости по технологической схеме. Был выявлен проблемный участок, на котором происходит образование сульфидов железа, причиной появления которых является активная жизнедеятельность СВБ, которые способствуют выделению сероводорода. Сульфатовосстанавливающие бактерии являются одной из причин развития контактной электрохимической коррозии трубопроводов. Действенным методом для борьбы с ними является периодическое проведение бактерицидных обработок.

В связи с этим предлагается проводить бак. обработку данного участка при помощи передвижного Блока Дозирования и Приготовления Реагента (БДПР), преимуществами которого являются:

- Мобильность;
- Отсутствие необходимости в монтаже стационарных дозаторных установок с целью проведения разовых бак. обработок.

Преимуществами предлагаемой технологии для предотвращения появления сульфидов железа являются:

- Снижение издержек на борьбу с коррозионной агрессивностью;
- Снижение количества порывов.

Расчет затрат экономической эффективности показал, что данный метод себя полностью окупает, при этом экономический эффект равен 2 284 тысячи рублей в год.

Таким образом, предлагается проводить следующие мероприятия по снижению скоростей коррозии на водоводах:

- Для бак. обработки применять БДПР.

Можно сделать вывод, что предлагаемый метод является эффективным решением для борьбы с сульфидами железа, их причинами и последствиями. Он позволит снизить издержки на борьбу с коррозионной агрессивностью сточных вод, снизить затраты на ликвидацию отказов и уменьшить коррозионную активность емкостного оборудования. Также использование данной технологии позволит сохранить необходимую проницаемость пластов для обеспечения непрерывного потока жидкости к скважинам.

Разработка технологии рекультивации наезженных земель

В.Р. Харисов (НГДУ «Альметьевнефть»)

В настоящее время в результате загрязнения, уплотнения и разрушения структуры различных слоев почвы происходит нарушение почвенных процессов, что приводит к снижению плодородия поврежденного участка земли. Для восстановления плодородного слоя почвы применяется рекультивация.

Рекультивация – это комплекс работ по экологическому и экономическому восстановлению земель, плодородие которых, в результате человеческой деятельности, существенно снизилось.

Целью проведения рекультивации является улучшение условий окружающей среды, восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных земель.

Разрушение почвы можно разделить на несколько видов : засоление (разлив соленой воды), замазученность (разлив нефти), заезженность (уплотнение структуры почвы – происходит в местах работы КРС, ПРС, заезды транспорта на земли например сельхозугодия и т.д.), комплексное.

Соотношение типов нарушений следующее:

- Засоление – 2%
- Замазученность – 2%
- Заезженность – 80%
- Комплексное –16%

По этим сведениям видно, что наиболее распространенный тип - это заезженность.

В большинстве случаев заезженность образуется в весенне-осенние периоды автотранспортом при подъездах к объектам особенно после КРС, ПРС.

Видно, что основной тип нарушения почвы 80 процентов это заезженность, однако организация работ по рекультивации нарушенных земель в НГДУ проводится согласно требованиям РД в 3 этапа

1. Выполнение мероприятий по снижению уровня загрязнения (при их наличии) до допустимых пределов, где осуществляется уборка и вывоз загрязненного грунта на нефтешламовые установки с применением бульдозерной техники, самосвала, погрузчика, трала для перевозки бульдозера.

2. Технический этап рекультивации осуществляется засыпкой ям и траншей, планировка, внесение и заделка химического мелиоранта, нанесение плодородного слоя с использованием следующего набора техники и агрегатов: бульдозер, трал, разбрасыватель, дисковая борона, погрузчик.

3. Биологический этап рекультивации: рыхление, внесение минеральных удобрений, (биопрепаратов), заделка в почву, посев и покос многолетних трав. Необходима следующая техника: рассеиватель минеральных удобрений, дисковая борона и плуг, сеялка, культиватор, погрузчик, косилка.

Соответственно, вследствие этого и большие затраты на рекультивацию земель, так как, используется большое количество техники и агрегатов, и отсутствует необходимая в данном случае инструкция (РД) по восстановлению непосредственно заезженных земель.

Предлагаю следующий способ с использованием методов бережливого производства, состоящий из одного этапа рекультивации, при котором осуществляется: планировка, рыхление почвы с использованием агрегатов в составе трактора МТЗ-82, бульдозерной навески БН-2.1, навесной тяжелой дисковой бороны БНД-1.8

В среднем за год рекультивируется 30,75 Га, из них заезженных земель 80 процентов, то есть 24,60 га в год. Затраты на рекультивацию по существующей технологии составляют 32,580 рублей на 1 га, затраты на предлагаемую технологию составляют 6,540 рублей на 1 га.

Таким образом, годовая прибыль от внедрения данной технологии может составить 512 тыс. руб.

Устранение проблем загрязнения окружающей среды при проведении очистки НКТ

Р.Р. Саефов (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время, при вывозе НКТ со скважин после эксплуатации, существует необходимость очистки данных НКТ от твердых и солевых отложений (в частности при вывозе с нагнетательных скважин, либо скважин эксплуатируемых УЭЦН). В цехах ремонта НКТ ООО «НКТ-Сервис» проводится очистка данных НКТ, при этом производительность действующих установок очистки НКТ не позволяют обеспечить очистку всего объема выводимых НКТ. Как следствие, рост очереди НКТ в ожидании очистки. Рост очереди НКТ в ожидании очистки по состоянию на 01.01.2015г. составляет более 24 тыс. штук.

В УК ООО «ТМС групп» для очистки НКТ от твердых и солевых отложений используется установка термоабразивной очистки. При проведении очистки НКТ от твердых отложений существует проблема – это выброс в атмосферу продуктов горения и очистки, что приводит к загрязнению окружающей среды. Причина выброса вредных веществ в атмосферу – это несовершенство системы фильтрации установки термоабразивной очистки. Результатом данной эксплуатации действующей установки очистки НКТ от отложений являются многочисленные жалобы от жителей близ лежащих деревень (установка термоабразивной очистки эксплуатируется в Джалильском районе, на промышленной базе вблизи д.Сулеево), кроме того жалобы поступают и от работников соседних предприятий.

Являясь оператором данной термоабразивной очистки, мной совместно с главным механиком ООО «НКТ-Сервис» была проанализирована конструкция действующей системы фильтрации установки. Результат анализа был не утешительный – модернизация системы фильтрации требовала больших экономических вложений, при этом существовал риск, что существующая проблема загрязнения окружающей среды не будет устранена.

Руководством нашей компании была поставлена задача – устранить причину загрязнения окружающей среды путем замены принципа очистки НКТ от отложений.

Мною были изучены многочисленные установки и их принципы очистки НКТ от отложений (эксплуатирующиеся в сервисных компаниях России). Мною были рассмотрены механические очистки, гидрокавитационные, гидродинамические, очистка химическими реагентами и прочее. основополагающими характеристиками для меня при ознакомлении с принципами очистки прочих установок являлись следующие требования:

- минимизация выброса вредных веществ в окружающую среду;
- высокая производительность метода (позволяющая снизить рост очереди НКТ в ожидании очистки);
- качество очистки – полное отсутствие твердых и солевых отложений после очистки (для возможности дальнейшей эксплуатации либо сдачи НКТ в металлолом);
- минимизация воздействия на оператора вредных производственных факторов во время работы;
- экономическая эффективность выбранного метода.

Изучая действующие установки и методы очистки НКТ, выбор пал на гидродинамический метод очистки, при этом существующая установка очистки НКТ (эксплуатируемая данным методом в Западной Сибири России) не отвечала всем обозначенным выше требованиям. Для полного соответствия установленным выше требованиям, мною, совместно с главным механиком нашего предприятия было разработано техническое задание на создание установки очистки НКТ от твердых отложений с гидродинамическим методом очистки.

Заводом изготовителем (ООО «Плазма») было рассмотрено и принято разработанное мною техническое задание. Началась совместная работа по созданию совершенно новой установки (по принципу действия) очистки НКТ от твердых и солевых отложений. Кроме того, в техническом задании была предложена система оборотной многоступенчатой системы фильтрации.

В настоящее время ведутся работы по созданию установки очистки НКТ гидродинамическим методом. Монтаж установки в УК ООО «ТМС групп» запланирован на 3 квартал 2015г.

Внедрение и эксплуатация выбранного мною метода очистки НКТ от твердых солевых отложений позволит устранить главную проблему – выброс вредных продуктов очистки в атмосферу, кроме того позволит снизить очередь НКТ в ожидании очистки, повысит качество очистки НКТ.

Экономический эффект от внедрения данного метода очистки НКТ от отложений составит более 24,1 млн.руб. в год. Срок окупаемости составит 1,2 года.

По данной разработке оформлено рационализаторское предложение, где я являюсь автором, готовится пакет документов на оформление патента.

Снижение эксплуатационных затрат при протекторной защите трубопроводов

Р.Р. Шайхутдинов (НГДУ «Бавлынефть»)

В настоящее время в условиях экономической нестабильности, цель снижения затрат, а также предвидение и своевременное устранение возможных экономических потерь, является одной из основных задач НГДУ.

Для защиты от процессов коррозии, в НГДУ «Бавлынефть» трубопроводов общей протяженностью 2119,899 км, используется ПЗ и КЗ. Ежегодное увеличение охвата ЭХЗ ведет к увеличению эксплуатационных затрат при обслуживании средств электро-хим. защиты.

При пересечении трубопровода с коммуникациями, находящимися под катодной защитой возникает вероятность наведения анодной зоны, т.е. смещения потенциала в положительную сторону. Несвоевременное устранение анодных зон приводит к возникновению порыва, что является причиной аварийных остановок и ремонтов, потерь транспортируемого продукта и загрязнения окружающей среды. Приводит к значительным экономическим потерям. В связи с этим возникает необходимость постоянного контроля параметров электрохимической защиты на этих трубопроводах. Для этого специалисты УАКЗ произвели монтаж блоков измерения потенциалов.

Телеметрический блок измерения потенциала БИП, устанавливаемый на КИПах трубопровода, позволяет своевременно реагировать на изменения параметров электрохимической защиты.

Блок измерения потенциала предназначен для контроля значения потенциала (суммарного и поляризационного) на трубопроводе, устанавливается на контрольно-измерительных пунктах (КИП), и имеет автономное питание. Время автономной работы от установленных элементов питания при еженедельной передаче информации на диспетчерский пункт не менее 3 лет.

Специалистами УАКЗ разработана и внедрена замена нихромовой перемычки на переменный резистор.

Гальванический анод (протектор) соединяется с трубопроводом через КИК. Новый протектор имеет свой электродный потенциал -1,55В. Требуемое значение поляризационного потенциала по концам трубопровода, должно составлять не менее - 0,85В и не более 1,15В. На некоторых трубопроводах потенциал на концах участка

находятся в пределах $-1,2В$ $-1,4В$. Для поддержания требуемых значений защитных потенциалов трубопровода, на КИК устанавливают нихромовую проволоку, которая является элементом увеличения сопротивления и снижения защитного тока. Недостатком нихромовой проволоки, является отсутствие регулировки величины сопротивления, что приводит к повышению нагрузки на протектор и преждевременному его износу. Для сокращения износа протекторной группы, предлагается на контрольно- измерительной колонке установить переменный резистор между трубой и протектором. Переменный резистор предназначен для создания в электрической цепи требуемой величины электрического сопротивления. После проведения замера защитного потенциала на концах трубопровода, при выявлении необоснованных увеличенных значений выше потенциала $-1,15В$, устанавливается сопротивление на резисторе путем поворота регулирующего механизма, тем самым обеспечивается требуемый защитный потенциал.

Внедрение диодно-резисторной перемычки способствует снижению анодной зоны на обратной стороне изолирующего соединения, поддержанию постоянного потенциала и увеличивает срок службы протекторов на 5 лет.

Преимущества внедрения Блока измерения потенциала:

- Предупреждение появления анодной зоны
- Сокращение затрат на транспорт
- Увеличение производства труда

Преимущества внедрения диодно-резисторной перемычки:

- Увеличение срока службы протекторов
- Увеличение срока службы изолирующих соединений
- Поддержание постоянного потенциала

Экономический эффект от проведенных мероприятий составляет 300 тысяч рублей.

**Анализ эффективности применения капиллярных систем и оборудования
УЭЦН в антикоррозионном исполнении**

Б.А.Гимранов (ООО «Сервис НПО», ООО «УК «Система-Сервис»)

Ни для кого не секрет, что разработка нефти и газа в нашей республике находится на третьей стадии, которая, как известно, характеризуется падением добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов. На данной стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения под закачку воды дополнительных скважин.

Применение систем ППД, несомненно, решает проблему повышения нефтеотдачи пластов, однако приводит к возникновению ряда осложняющих факторов снижающих межремонтный период скважин и наработку нефтепромыслового оборудования на отказ, одним из которых является коррозия ГНО.

Также существует фонд нефтедобывающих скважин осложненных наличием серосодержащих газов, в которых также протекают процессы коррозии оборудования при различных условиях.

Нельзя оставлять без внимания и отдельные случаи, где применяется кислотная обработка ПЗП без извлечения ГНО.

Коррозией металла называется процесс разрушения в результате химического или электрохимического взаимодействия с агрессивной средой.

Существует множество различных способов борьбы с коррозией.

1. Применение протекторной защиты ПЭД.

Представляет собой наконечник ПЭД из материала алюминий с добавлением различных активных металлов. При спуске УЭЦН сочленяется с основанием ПЭД – создается гальваническая пара. В ходе эксплуатации при процессах электрохимической коррозии в первую очередь будет происходить растворение более активного материала алюминия. Преимуществом данной защиты является ее относительно низкая стоимость.

2. Применение УЭЦН коррозионностойкого исполнения.

Применяется оборудование со специальным антикоррозийным покрытием, в составе с комплектующими частями из низко- и среднелегированных сталей.

3. Система подачи ингибитора коррозии на прием ГНО.

Использование капиллярной системы подачи химического реагента позволяет снизить агрессивность среды и скорость коррозии оборудования.

Преимуществом по сравнению с другими способами подачи химического реагента является высокая точность дозирования реагента. К недостаткам можно отнести относительную сложность монтажа и увеличение времени ПРС.

Оценка степени влияния отходов закрытого полигона ТБО на состояние окружающей среды

Ю.А. Гринько, Р.И. Гатауллин (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Одной из актуальных проблем современности является охрана окружающей среды от антропогенного воздействия мест захоронения отходов. Современные крупные города ежегодно производят миллионы тонн твердых бытовых отходов (ТБО). На сегодняшний

день существует ряд способов хранения и переработки ТБО. Наиболее распространенное применение получила технология полигонного захоронения отходов. Важным аспектом негативного воздействия свалок и полигонов захоронения твердых бытовых отходов на окружающую среду является образование биогаза, формирование которого обусловлено биотермическим анаэробным процессом распада органической составляющей отходов.

При оценке степени воздействия полигонов ТБО на окружающую среду одной из основных проблем является недостаточная изученность ряда показателей, характеризующих свалочное тело. Химический состав, интенсивность и продолжительность эмиссий биогаза индивидуальны для каждого полигона. Эти показатели зависят от качественного и количественного состава складированных отходов, местных природных условий, возраста объекта, интенсивности разложения ТБО.

Степень влияния свалочного тела на состояние окружающей среды оценена на закрытом полигоне ТБО Н.Мактамы. Изучено геологическое строение верхней части осадочного чехла Нижне-Мактаминского участка, позволяющее определить параметры защитного экрана, проложенного по верху свалочного грунта, мощность, глубину, состояние свалочного тела и его воздействия на окружающую среду; получить исчерпывающие данные о геологических, геофизических и газо-химических условиях участка.

Состояние свалочного тела и его воздействия на окружающую среду оценивалось комплексом исследований.

Георадарное обследование позволило закартировать площадь, глубину заполненного котлована, мощность свалочного тела и оценить наличие и целостность защитного экрана.

Электромагнитное зондирование выполнено георадарными комплексами "Лоза-В" и "Лоза-Н". В ходе работ на участке было отработано три георадарных профиля, ориентированных в крест простираения исследуемого объекта. По результатам интерпретации построена карта глубин и карта мощности котлована свалочного тела, карта мощности глинистой покрышки. Глубина нижней границы котлована – от 3 до 4 метров. Нижняя граница глиняной покрышки отмечена на глубине от 0 до 0,4 метров.

Электроразведка методом вертикального электрического зондирования проведена на полигоне ТБО с целью изучения геоэлектрической характеристики котлована свалочного тела. В ходе проведения работ применялась аппаратура АИЭ-2.

Основной задачей газо-геохимических исследований являлась локализация метановой аномалии. Всего на участке из 125 точек опробования отобрано 250 проб шлама. Шаг отбора проб составил 50х80м. Результатом газо-геохимических исследований

является карта распределения метана, локализована аномальная зона, образованная вследствие эмиссии и генерации биогаза.

В ходе комплексной интерпретации построена карта совмещения толщин свалочного тела и контура метановой аномалии. В области увеличения мощности слоев органических веществ (по геофизическим данным 4м и более) газогеохимические показатели достигают максимальных величин. Зона относительно повышенных значений распределения метана установлена, однако, в целом показатели невысокие.

Помимо Мактаминского полигона ТБО, газо-геохимические исследования были проведены и на территории действующего полигона, расположенного на землях совхоза им. Н. Е. Токарликова в 7 км от г. Альметьевск.

На полигоне оборудовано 6 карт. Для предупреждения загрязнения подземных вод фильтратом карты полигона оборудованы различного вида экранами.

Отбор проб для статистической оценки генерации и эмиссии метана выполнен на трех картах №2, 3 и 4. По результатам комплексной интерпретации полученных данных было установлено, что средние значения концентрации метана в поверхностном грунтовом слое рекультивированной свалки, закрытой в течение 15 лет, и закрытых карт, находящихся в отстое 4-6 лет, сопоставимы. Показатели соответствуют превышению фоновых концентраций органического вещества в 3 раза, но превышений ПДК (50 мг/м^3) выделяющегося в атмосферу метана не наблюдается.

По результатам проведенного комплекса исследований был сделан вывод, что процессы эмиссии на текущий момент характеризуются как слабо выраженные. Отсутствие повышенных значений ПДК (50 мг/м^3) выделяющегося в атмосферу метана указывает на то, что исследованные полигоны ТБО, как закрытый, так и находящийся на стадии отстоя отходов существенного влияния на окружающую среду не оказывают.

Подземное размещение хозяйственных и промышленных бытовых стоков

(на примере ОАО «ТАНЕКО», АМК «Аммоний», ОАО «Таиф-НК»)

Р.С. Захаров, В.М. Николаева (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Как известно, процесс нефтедобычи сопровождается образованием большого количества жидких отходов. Для обезвреживания этих отходов имеется много методов, каждый из которых характеризуется своими особенностями, обуславливающими технико-экономическую целесообразность применения его в конкретных условиях и разную степень эффективности для охраны окружающей и геологической среды. Наилучшим вариантом обезвреживания образующихся жидких отходов является переработка жидких

отходов с выделением жидких и твердых компонентов с последующей закачкой жидкой фракции в систему поддержания пластового давления (ППД).

Сегодня альтернативой этому является подземное размещение жидких отходов через специальные поглотительные скважины.

В настоящее время создан блок основных необходимых правовых, нормативных и руководящих документов для разработки, создания и эксплуатации участков недр или специальных площадок для подземного размещения жидких отходов (ПРЖО).

Основным критерием геолого-гидрогеологической оценки возможностей организации ПРЖО является закрытость гидрогеологического объекта, причем закрытость не в локальном, а в региональном плане. Региональная закрытость позволяет предупредить такие неприятные последствия, как возможная миграция вод в ниже- и вышележащие горизонты (вплоть до дневной поверхности), содержащие питьевые, бальнеологические или промышленно значимые воды.

При сравнении тектонических элементов, предпочтение в плане закрытости недр должно быть отдано платформенным территориям. В гидрогеологическом аспекте этим тектоническим элементам отвечают артезианские бассейны разной масштабности. В артезианских бассейнах, как известно, прослеживается вертикальная гидродинамическая зональность (зона активного водообмена - верхняя; зона замедленного водообмена - средняя; весьма затрудненного (векового) водообмена - нижняя).

Водоносные горизонты верхней зоны (активного водообмена), как правило, не пригодны для ПРЖО. Горизонты зоны замедленного водообмена могут использоваться для закачки жидких отходов при наличии региональных экранов. Безусловным объектом для ПРЖО является нижняя зона (застойного режима), наиболее изолированная от верхних зон и содержащая не пригодные для практического использования воды. При этом создание ПРЖО в водоносных комплексах возможно лишь при соответствующем благоприятном сочетании геологических и гидрогеологических условий.

Весьма благоприятным фактором является наличие над основным рабочим объектом, так называемого «буферного» горизонта, который призван снять часть пластового давления, возрастающего в рабочем горизонте. Безусловно, необходимо, чтобы непосредственно над рабочим поглощающим горизонтом или несколько выше над «буферным» горизонтом был развит достаточно мощный и выдержанный по площади, надежный региональный водоупор.

К водоносным горизонтам, в которых предполагается организация ПРЖО предъявляются следующие требования: отсутствие пресных вод питьевого качества; насыщенность солеными и рассольными водами, не используемыми в настоящее время и

не планируемыми к использованию для лечебных целей, технического водоснабжения, извлечения ценных компонентов на расстоянии ближе расчетного радиуса влияния растекания закачиваемых вод за весь период эксплуатации системы захоронения; соответствие фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов приему запланированных объемов жидких отходов; надежная изоляция основного водоносного горизонта выдержанными по мощности, регионально протяженными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов с пресными водами; залегание водоносного горизонта на приемлемых в технико-экономическом отношении глубинах; отсутствие тектонических нарушений в зоне залегания поглощающих горизонтов.

Основным методом при проведении гидрогеологических и специализированных исследований для целей организации ПРЖО является скважинный метод. Он дает возможность обоснованного выбора целевого горизонта подземного размещения отходов и буферных горизонтов, а также получения исходных данных для прогнозных гидродинамических расчетов, лабораторного моделирования физико-химических процессов, проектирования площадок ПРЖО, разработки регламентов их эксплуатации и контроля за ПРЖО.

По результатам исследований, в пределах Татарстана предпочтительными объектами для создания ПРЖО являются терригенный комплекс (D_{zv-f_1}) и слабоводоносная саргаевско-турнейская карбонатная серия ($D_3 sr-C_1t$), которые перекрыты сверху региональным водоупорным локально слабоводоносным косьвинско-тульским терригенным комплексом (C_1ks-tl). В качестве основного целевого объекта предлагается использовать живетско-нижнефранский терригенный комплекс, в качестве «буферного» - слабоводоносную саргаевско-турнейскую карбонатную серию.

Телемеханизация и организация мониторинга станций катодной защиты

А.А. Богманов (ООО «ТатАвтоматизация»)

Текущая ситуация

На сегодняшний день ЦАКЗО НГДУ «А» для защиты трубопроводов от электрохимической коррозии использует катодную защиту. В частности данная защита реализуется за счет использования преобразователя для катодной защиты ПКЗ-АР. Производителем данного оборудования является группа компаний «Центр инновационных технологий» город Саратов. Преобразователь катодной защиты ПКЗ-АР выполнен на базе аналогового регулятора и предназначен для электрохимической защиты от почвенной коррозии подземных металлических сооружений, в том числе

магистральных и городских трубопроводов, электрических кабелей резервуаров для хранения нефти и газа.

Функциональные возможности данного оборудования

Режимы управления:

- 1) Ручное управление – управление совокупностью базовых модулей от органов управления, расположенных на передней панели блока измерения;
- 2) Дистанционное управление – управление работой ПКЗ посредством различных комплексов телемеханики.

Отображение на цифровом табло блока измерения ПКЗ-АР следующей информации:

- 1) текущее значение выходного напряжения; 2) текущее значение выходного тока; 3) текущее значение защитного суммарного и поляризационного потенциалов; 4) общее время работы станции и суммарное время наработки сооружения; 5) состояние обрыва в цепи электрода сравнения.

ПКЗ-АР обладает встроенными средствами защиты от атмосферных (грозовых) перенапряжений со стороны вводов питающего напряжения и нагрузки. Возможно подключение к комплексам телемеханики посредством интерфейса RS-485 (протокол Modbus RTU).

Основные проблемы и вопросы

Основным недостатком при эксплуатации данного оборудования на территории НГДУ «А» является отсутствие телемеханизации и организации автоматического мониторинга данных станций катодной защиты. Отсутствие телемеханизации приводит к таким затратам как:

- 1) Человеко-часы;
- 2) Транспортные и т.д.

Также при эксплуатации нетелемеханизированных объектов не исключается человеческий фактор (получение неправильной и ложной информации), влияние погодных условий на контроль объекта (отсутствие дорог, сильный ветер, дождь, снег).

Решение

Телемеханизация и организация мониторинга станций катодной защиты за счет установки на объекте GSM-модема «Блок контроллера Стандарт – 07 GSM» и sim-карты необходимого оператора сотовой связи, также возможен опрос по радиоканалу. Вывод показаний полученных по GSM каналу на АРМ – диспетчера.

Для реализации данной возможности был создан шаблон объекта для опроса по протоколу Modbus-RTU и соответствующая мнемосхема (рис.1).

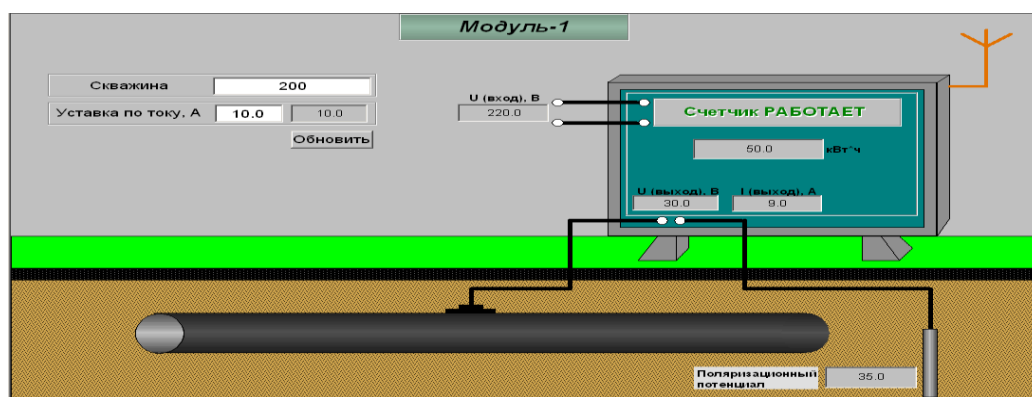


Рис.1.

Заключение

Используя систему телемеханики «Мега» и средства для телемеханизации мы решаем следующие задачи:

- 1) Контроль показаний станций катодной защиты;
- 2) Своевременное оповещение нештатных, различных аварийных ситуаций и тревог;
- 3) Возможность хранения показаний в виде архива и свободный доступ к ним при необходимости;
- 4) Возможность вывода показаний с других SCADA-систем используя OPC-технологию;
- 5) Отсутствие необходимости обучения работе с данной системой (при контроле показаний диспетчерами нефтепромыслов).

Выяснение причин поверхностных нефтепроявлений в районе деревни

Сарабикулово

И.В. Дергунов (ТГРУ ПАО "Татнефть"), И. Ю. Лапушкина (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Летом 2014 года специалистами ТГРУ ПАО "Татнефть" проведены георадиолокационные исследования по изучению природы поверхностных нефтепроявлений в районе деревни Сарабикулово Лениногорского района Республики Татарстан. Оба нефтепроявления расположены в 0,5 - 1 км к северу-западу от деревни, в непосредственной близости от правой береговой линии р. Шешма. Первое нефтепроявление представлено пятном затвердевшей нефти размером 3х10 метров, второе связано с выходом подземных вод, содержащих жидкую нефть.

Первые официальные данные об изучении района д. Сарабикулово датируются второй половиной XIX в. Летом 1865 года геологические исследования в бассейнах рек Шешмы и Сока проводил профессор минералогии Петербургского горного института П.В. Еремеев.

В 1867 г. в «Горном журнале» был опубликован «Отчет подполковника Еремеева о занятиях по разысканию месторождений нефти в Казанской, Симбирской и Самарской губерниях». Из отчета: «В 1,5 верстах от деревни Сарабикулово, на правом же берегу реки Шешмы, именно в том месте, где она делает поворот к западу, видны два нефтяные источника, находящиеся под водой Шешмы. Поверхность воды реки Шешмы, на большое расстояние, покрыта от плавающей по ней нефти радужными пятнами и пленам». В Сарабикулово П.В. Еремеев устанавливает, что кроме упомянутых нефтяных источников в равнинной части долины р. Шешмы под наносами чернозема встречается множество гнезд вязкого тестообразного асфальта.

В 1868 г. в «Горном журнале» публикуется статья профессора Романовского Г.Д. «О самарских нефтяных источниках». Сарабикуловские нефтепроявления он описывает следующими словами: «Здесь, на правом берегу этой реки, близ дороги, луговая земля местами пропитана затвердевшей нефтью, а на воде заметно непрерывное отделение газа и нефти, подобно тому как в Нижней Кармальской...»

В 1932 году по заданию «Татгеолтреста» геолог Бутров В.М. проводит поисково-разведочное бурение на битуминозные песчаники в этом же районе. За время поисково-разведочных работ 1932 года было пробурено 10 скважин, из них 5 глубиной 48-83 м вскрыли песчаники шешминского горизонта и 5 скважин глубиной 8-14 м для изучения речных наносов в долине р. Шешма.

Территориально расположение скважин 1 и 3 совпадает с зонами поверхностных выходов битумов. С целью поиска местоположения стволов данных скважин и изучения зон поверхностных нефтепроявлений была проведена площадная георадарная съемка в районе данных скважин.

Электромагнитное зондирование проводилось георадарным комплексом "Лоза-В" антеннами 150 МГц (100 см). В районе скважины 1 исследован участок 20 x 20 метров. Площадная съемка выполнена в 2 перпендикулярных направлениях. В каждом направлении отработан 21 профиль с интервалом в 1 метр. В районе скважины 3 исследован участок 20 x 11 метров. Площадная съемка выполнена в 1 направлении. Отработано 12 профилей с интервалом в 1 метр.

В процессе обработки по все профилям были построены радарограммы. Конечным результатом обработки радарограмм стало построение георадарных 3d моделей исследуемых участков. На радарограммах в районе скважины 1 отчетливо выделяется след нефтяного пятна в районе нефтепроявления. Объекты соответствующие пустотному пространству пробуренных скважин на радарограммах и 3d моделях не выделяются.

В рамках работ по разработке методики картирования залежей СВН и тектонических нарушений на Сарабикуловском месторождении отработано 8 георадарных профилей общей протяженностью 25310 метров. Электромагнитное зондирование выполнено георадаром «Лоза–Н» с антеннами 15 МГц (1000см).

По результатам интерпретации георадарных данных в пределах Сарабикуловской залежи построена структурная карта по границе кровли уфимского яруса, а также прослежен ряд разломов в верхней части осадочного чехла. Тектонические нарушения довольно четко коррелируются с линияментами речной и овражной сети. Наиболее детально по 6 профилям прослеживается разлом северо-восточного простирания, который четко коррелируется с коленообразным изгибом реки Шешма севернее деревни Сарабикулово. Линия данного разлома в плане пересекает точки исследуемых нефтепроявлений в зонах минимальной глубины залегания битумонасыщенного пласта.

Таким образом, по результатам выполненных исследований, учитывая изыскания прошлых лет, можно сделать вывод о прямой связи изученных нефтепроявлений с тектоническим нарушением, фиксируемом на радарограммах. Связь нефтепроявлений со скважинами 1 и 3, пробуренными в 1932 г. не прослеживается. Вероятнее всего закладка скважин производилась в местах уже зафиксированных выходов битума. Это объясняет пространственное совпадение нефтепроявлений с данными скважинами.

Новые буровые растворы для бурения разупрочненных глинистых пород

Д.Р.Давлетова (Альметьевский государственный нефтяной институт)

Условия освоения нефтегазовых ресурсов в крупных районах добычи (Западная Сибирь, Урало-Поволжье и др.) осложняются и характеризуются следующим: увеличением глубины продуктивного пласта, уменьшением пластовых давлений, ухудшением коллекторских свойств пласта, осложнением геологического строения месторождения и т.п.

В настоящее время в Урало-Поволжье Ромашкинское месторождение является основным объектом эксплуатационных работ на нефть. Объектами строительства скважин являются девонские отложения. Породы покрышки их представлены кыновскими аргиллитами, которые являются высокоглинистыми горными породами. При их проходке повсеместно наблюдается увеличение объема ствола скважин, то есть осложнения, связанные с разупрочнением стенок скважины, потерей их устойчивости.

Формирование ствола при строительстве скважин обусловлено процессами, происходящими в гидравлически связанной системе «скважина-пласт». В такой системе на устойчивость стенок скважин существенное влияние оказывает характер физико-химического воздействия бурового раствора с горной породой.

Известны наиболее применяемые типы буровых растворов: нейтральные промывочные жидкости (РУО, инвертные эмульсии); ингибированные промывочные жидкости (KCl/Polymer), гипсоизвестковый (ООО «Миррико»), Premium Gel (ООО «Бентотехнологии», ООО «Татбуррастворы»), Мультибур (ООО «Буринтех»), BT DRILL SPATEX (ООО «Baulux»), BT DRILL FLO (ООО «Baulux»).

Промывочные жидкости таких типов, применяемые для вскрытия продуктивных пластов, обладают минимальной фильтрацией и низким содержанием твердой фазы, инертны по отношению к глинистым минералам в цементе коллектора и не вызывают осадкообразования при взаимодействии с пластовыми флюидами.

Так как проблема сохранения устойчивости стенок скважин при бурении полностью не решена, поэтому необходимы промывочные жидкости комплексного воздействия с участием характерных процессов: пластификации и ингибирования.

На сегодняшний день, на базе Альметьевского государственного нефтяного института ведется активная работа в этом направлении. Кафедрой бурения нефтяных и

газовых скважин был разработан раствор АГНИ-drill, на который представляется заявка на патент.

Таким образом, новые типы растворов позволяют осуществить мероприятия, направленные на предотвращение осложнений (осыпи и обвалы) при бурении нефтяных и газовых скважин.

**Автоматизация обеспечения данными телеметрии различных системы
представления информации для обеспечения совместной работы всех участников
процесса геонавигации бурения скважин**

С.А. Никульченко, А.А. Тахауов, А.В. Чирюкин (ООО «ТатАСУ»)

Основная задача геонавигации – это сопровождение процесса бурения скважины для избегания любых проблем, связанных с геологическим строением объекта, на котором проводится бурение.

При бурении пар скважин сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения существуют такие проблемы как: выход из коридора допуска; расхождение и схождение траекторий. Нежелательными событиями являются: выход скважины из целевого пласта; вскрытие ВНК; пересечение разлома; попадание в скважины в ствол ранее пробуренной скважины. Для предотвращения данных проблем и своевременной корректировки бурения необходимо сопровождать процесс бурения геологическим моделированием структуры пласта и направления бурения скважины.

Для осуществления Геологического моделирования некоторые участники процесса геонавигации используют интеграционную модульную систему построения, анализа и сопровождения трехмерных адресных постоянно действующих геолого-технических моделей месторождений Roxar RMS, в которой есть ряд функций, помогающих при сопровождении бурения скважин.

Другим участникам процесса геонавигации иметь в наличие такую большую функциональность как в Roxar RMS, и платить за дорогостоящие лицензии данного продукта нет необходимости. Но им также нужно отслеживать изменения в процессе бурения.

В связи с этим появилась необходимость реализации технического решения по разработке централизованного сервера, который бы удовлетворял потребности всех участников, а также разработки мобильного и веб-клиентов в рамках развития портала строительства скважин для представления информации с функционалом, который даст

возможность оценивать текущее состояние и принимать решения по изменению процедуры бурения.

Задача, поставленная изначально, заключалась в реализации интеграционного решения передачи данных телеметрии в модуль RealTime системы Roxar RMS. Согласно спецификации модуля, для получения данных бурения в режиме реального времени, информация в него должна поступать с сервера по стандартному протоколу WITSML.

Поставленная задача была выполнена путём разработки WITSML сервера, который представляет собой стек SOAP веб-сервисов и обеспечивает передачу оперативных данных при бурении скважин, подключенных к системе сбора Tagnet, в модуль Roxar RMS RealTime. Был разработан раздел для загрузки файлов инклинометрии и каротажа.

Реализованный WITSML сервер стал основой не только для интеграции с модулем Roxar RMS RealTime, но и для взаимодействия с любыми другими источниками предоставления информации о процессе геонавигации бурения скважин. Используя его возможности и учитывая потребности некоторых участников процесса геонавигации, было принято решение о создании iPad и веб-приложения с функционалом для узких задач. И так как основным направлением в геонавигации для заказчиков является бурение пар скважин Ашальчинского месторождения, то это направление стало основанием для реализации необходимого функционала клиента: горизонтальная и вертикальная проекции стволов скважин; выход из коридора допуска; расхождение траекторий, трёхмерное представление.

Автоматизация обеспечения данными телеметрии различных целевых систем представления информации дает возможность обеспечить проекты геологического моделирования оперативными данными при бурении скважин, подключенных к системе сбора оперативных данных.

Представленные данные позволяют соответствующим специалистам в режиме реального времени контролировать направление бурения скважин.

Сопровождение бурения при слаженной работе всех участников на основе оперативно обновляемой геологической модели существенно повышает успешность бурения скважин с горизонтальным окончанием.

Внедрение в производственный процесс данного технического решения позволит существенно сократить время для оперативного принятия решений при сопровождении бурения скважин.

В перспективах развития планируется подключение к мониторингу различных типов бурящихся скважин, и подключение всех структурных подразделений, участвующих в процессе бурения.

Увеличение успешности и снижение продолжительности разбуривания заглушек ФОК за счёт применения осциллятора

Я.О. Егоров (ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»)

С каждым годом на Ашальчинском месторождении увеличивается количество новых скважин. Конструкция которых, выглядит следующим образом: кондуктор диаметром 324мм, эксплуатационная колонна диаметром 244,5мм и хвостовик-фильтр диаметром 168мм имеющий пустотелые дюралевого заглушки, которые удаляются перед вводом скважины в работу.

С середины 2014 года операции по удалению заглушек производим мобильной колтюбинговой установкой. При использовании этой установки в скважину на гибкой трубе спускается гидравлический забойный двигатель Д-85 с фрез-долотом диаметром 142,9мм, и удаление заглушек происходит за счет вращения фрезы и разгрузки гибкой трубы.

В процессе освоения данной технологии на ГТ d=38мм столкнулись со следующей проблемой – спиралевидное складывание и самозапирание ГНКТ в хвостовике при глубинах более 600м (Эффект Баклинга).

Для решения данной проблемы нами были выполнены следующие мероприятия:

1. Произвели переход на ГНКТ большего диаметра 44мм. При этом частично сняли проблему. Теперь спиралевидное складывание и самозапирание ГНКТ в хвостовике происходит при глубинах более 1000м и с увеличением глубины время проходки увеличивается.

2. Для снижения трения «ГТ-э/к» применили технологическую жидкость загущенной полисахаридным гелем при отсутствии проходки на глубине 1300м – результата не дало.

3. С декабря 2014 года в компоновку для разбуривания заглушек ФОК стали применять осциллятор 73мм.

Он состоит силовой и клапанной секции. Силовая секция представляет собой статор-ротор, как в ВЗД, которая приводит в движение клапанную пару при прокачке через него технологической жидкости. Клапанная секция преобразует энергию протекающей жидкости в пульсацию давления. Этот эффект достигается путем создания циклического ограничения проходного сечения при помощи клапанной пары. Клапан открывается и закрывается периодически, в результате чего проходное сечение циклически меняется от минимума до максимума.

Это, в свою очередь, оказывает динамическое воздействие на ГТ. Таким образом, обеспечивается снижение сил трения.

Продолжительность удаления заглушек с применением осциллятора на скважинах глубиной до 900м сократилось на 8,5 часов, экономический эффект составил 82,5 тыс. рублей, на скважинах глубиной до 1400м до 13 часов, экономический эффект составил 106,4 тыс. рублей. С начала внедрения, осциллятор применили на 17 скважинах, экономический эффект при этом составил более 1,5 миллиона рублей. А также согласно, программы компании «Татнефть» по бурению скважин на месторождениях сверхвязкой нефти до 2017 года ещё планируется пробурить более 591 скважин, где необходимо будет удалять заглушки. Экономический эффект от применения осциллятора при этом составит более 45 млн. рублей.

Применение осциллятора позволит:

1. Снизить стоимость строительства скважин;
2. Снизить время продолжительности заканчивания скважин;
3. Повысит успешность ремонта;
4. Увеличить объемы работ для компании.

Улучшение процесса формирования проектно-сметной документации на строительство традиционных скважин

Р.Х. Галиев, Р.Р. Валиуллин (НИС ПАО "Татнефть")

Для формализации основных процессов и функций участников, обеспечения контроля достижения управляемости процессом формирования проектно-сметной документации на строительство скважин с марта 2014 года начата разработка модели процессного управления.

Для описания системы процессов формирования ПСД с указанием Владельцев, Потребителей и ключевых показателей эффективности проведены 4 моделирующие сессии с привлечением сотрудников структурных и сервисных подразделений ПАО "Татнефть".

На первоначальном этапе был разработан и утвержден «Временный регламент процесса формирования проектно-сметной документации на строительство скважин», прописывающий сквозные процессы с целью качественного формирования и разработки проектно-сметной документации с закреплением владельцев процессов.

В составе Регламента разработана «Маршрутная карта процесса формирования ПСД» с отражением всех процессов и сроков исполнения, с указанием исполнителей и владельцев процессов для осуществления мониторинга сроков разработки ПСД.

Результат разработки Регламента:

- формализация всех процессов и операций в единую цепочку,
- закрепление ответственных специалистов, с указанием сроков исполнения.

При апробации Временного Регламента проводились совещания рабочих групп, где принятые решения были зафиксированы в 13 протоколах по оптимизации процесса формирования ПСД, по результатам которых количество подпроцессов снижено со 108 до 70.

В качестве примера «Оптимизация сроков выдачи ТЗ». Так, НГДУ техническое задание на проектирование строительства скважины выдавало институту за 15 дней до разработки ОПС (обоснование привязки на строительство скважин), что часто приводило к отзывам и доработке ТЗ со стороны Заказчика (НГДУ). С целью улучшения данного подпроцесса и снижения процента отзыва ТЗ принято решение - ТЗ выдавать в 3 очереди:

- до 1 числа первого месяца квартала предшествующего планируемому для скважин, бурение которых намечено в первом месяце планируемого квартала;
- до 10 числа для скважин первого месяца квартала предшествующего планируемому, бурение которых намечено во втором месяце планируемого квартала;
- до 20 числа для скважин, бурение которых намечено в третьем месяце планируемого квартала.

Данное решение позволило повысить качество разрабатываемого ТЗ, производить согласование в определенный срок и снизить трудозатраты на 2,5 чел./час. на одну скважину.

Разработаны «Стандартные операционные карты» (СОКи), описывающие пошаговую работу в АСУ ПБР при формировании ПСД с элементами визуализации.

Разработано 24 «Реестра процессов» на рабочее место, в которых отражаются перечни выполняемых процессов в рамках формирования и разработки ПСД на строительство скважины.

Результат: стандартизация рабочего места. Установка персональных КПЭ для каждого участника процесса подготовки проектно-сметной документации (количество получаемых замечаний - не более 1-2 и подача предложений не менее 1-2 в квартал).

В рамках данной работы проведен «срез знаний» на правильное формирование смет на строительство скважин специалистами НГДУ.

Результат: по 9 сметам, представленных НГДУ, выявлено 240 пунктов, по которым нами даны комментарии (пояснения) на правильность применения норм и расценок. При устранении данных замечаний среднее снижение стоимости строительства 1 скважины составит 263,5 тыс. руб. или 66 млн.руб. на годовой объем бурения.

С целью повышения качества формирования ПСД были проведены обучающие

курсы и тестирование знаний. По результатам тестирования специалистам, задействованным в процессе формирования ПСД, вручены «Сертификаты допуска к работе по формированию ПСД на строительство скважин» (54 сертификата).

Итогом проведенной работы в рамках оптимизации процесса формирования ПСД стало утверждение «Регламента процесса формирования проектно-сметной документации на строительство скважин» и «Маршрутной карты».

Дальнейший план работ:

1. Мониторинг исполнения «Регламента формирования проектно-сметной документации на строительство скважин ПАО "Татнефть"».
2. Выборочная экспертиза плановых нарядов и смет на строительство скважин.

Строительство скважин по суточной ставке на условиях раздельного сервиса в НГДУ «Бавлынефть»

И.З. Карипов, Л.А. Гильмутдинов (НГДУ «Бавлынефть»)

Бурение скважин раздельным сервисом подразумевает управление работами Заказчиком. Бригада исполняет указания руководителя проекта. Заказчик оплачивает время работы бурового подрядчика. Сервисы оплачиваются как за сутки работ, так и за факт оказания услуг. Заказчик полностью контролирует выполнение всех технологических операций в цикле строительства скважины. Подрядчик отвечает только за качество своих работ в пределах лимитов договора. Преимущество такого подхода в том, что нефтегазовая компания имеет возможность привлекать к исполнению проекта подрядчиков, которые предлагают действительно интересные решения и необходимые технологии для их реализации.

Заключены 8 договоров с субподрядчиками, тем самым исключив перепродажу сервисных услуг по вышеуказанным направлениям не на самых выгодных для нас условиях. Улучшены условия договоров, например оплата за аренду ГЗД компании «Нью Тек Сервисез» осуществляется только за время работы двигателя в скважине, тогда как буровикам оплата производилась в т.ч. и за СПО двигателя, и за время нахождения двигателя на мостках. Вся заявочная работа по растворному, долотному сервисам, гидроизоляции, поставке обсадных труб перешла в отдел бурения НГДУ, вместе с ответственностью за возможные простои и т.п.

Основными преимуществами предлагаемой технологии являются:

- ✓ Заказчик полностью контролирует процесс строительства скважин и качество выполнения работ;

- ✓ Отсутствуют наценки, характерные для других типов взаимодействия;
- ✓ Возможность привлечения опытных специалистов с учетом потребности конкретного проекта

Несмотря на большие преимущества имеются ряд недостатков.

- ✓ почти все риски ложатся на Заказчика;
- ✓ необходимость иметь в штате компании большого количества высокооплачиваемых сотрудников;

Таблица 1.

Анализ стоимости плановых и фактических затрат на строительство скважины 4100г.

№	Показатели	Стоимости		
		План	Факт	Отклонение
Затраты на сервисные услуги				
1	Стоимость буровых растворов	1 446 375	2 184 042	737 667
2	Долотный сервис и ГЗД	2 360 400	2 397 600	37 200
3	Освоение	840 284	217 311	-622 973
4	Тампонажный сервис	1 017 000	1 107 571	90 571
5	Геонавигация(телеметрия)	1 433 305	1 266 540	-166 765
6	Обсадные трубы	3 782 643	2 776 450	-1 006 193
7	ВМР	6 960 000	6 960 000	0
8	Подготовка площадок	921 378	613 121	-308 257
9	Видеонаблюдение, утилизация бурового шлама	339 037	339 037	0
Итого затраты на сервисные услуги		19 100 422	17 861 672	-1 238 750
Затраты бурового подрядчика		18 810 000	17 515 278	-1 294 722
Всего затрат		37 910 422	35 376 950	-2 533 472
Другие показатели				
1	Стоимость 1 метра проходки, руб.	19 263,4	17 706,2	1 557,2
2	Продолжительность, <u>сут.</u>	38	36	-2
3	Проходка, м	1968	1998	30

Значительную экономию принесли освоение скважин (за счет работы бригады ЦПРС самого НГДУ план 4.7сут, факт2,75сут), подготовка площадок (заложена была в расценках 2014года, а выполнена в 2012году) и приобретение обсадных труб (заложена была в расценках 2015года с более увеличенной толщиной стенки, а плановой сметой определена в расценках 2014года с меньшей толщиной). Помимо сервисных компаний есть экономия и от бурового подрядчика. Учитывая все эти данные, общая экономия средств составила более 2,5млн. руб.

«От надзора — к управлению!» — такой путь на наш взгляд, наиболее четко отвечает интересам нефтегазовых компаний.

Применение технологии с круглосуточным мониторингом режимов бурения и аналитической отчетностью

А.А. Исмакатов (ООО «УК «Татбурнефть»), Ш.И. Сагатов (НГДУ «Елховнефть»)

Для повышения ТЭП строительства скважины необходимо в первую очередь сократить время, затраченное на бурение, так как это самый дорогостоящий процесс в общем цикле работ, связанных с разведкой, добычей, транспортом и переработкой нефти и газа. Огромное значение в сокращении цикла строительства скважины имеет место минимизирование НПВ, простоев буровой бригады и сокращение количества аварий. Для решения задач по непрерывному контролю за качеством строительства скважины и оптимизацией режимов бурения на технологически сложных скважинах «Татбурнефть» применяет технологию с круглосуточным мониторингом режимов бурения и аналитической отчетностью. Использование данной технологии позволяет в режиме реального времени получать первичную 100% достоверную информацию о ходе строительства скважины. Позволяет визуализировать параметры режимов бурения, производить мониторинг отдельных операций, требующих повышенного внимания и при необходимости произвести оперативные изменения в режиме бурения. Сокращаются сроки принятия решений возникающих вопросов в процессе бурения. Имеется возможность оперативной оценки действий и руководство процессом ведущими специалистами сразу на нескольких скважинах. Технологию применения мониторинга можно подразделить на 4 этапа развития: 1. Круглосуточное наблюдение в режиме реального времени за процессом строительства скважины. 2. Инженерная оценка и расчеты на основе фактической информации - это ступень, на которой из поступающей в процессе мониторинга информации выделяется то, что имеет отклонение от запланированных величин и производятся необходимые расчеты. 3. Вывод данных режима бурения и цикла строительства скважины в виде графиков, диаграмм и рисунков. 4. Анализ поступившей информации, корректировка процессов строительства скважины, и прогнозирование первичных мер и действий для ликвидации осложнений и аварий.

В ООО «УК «Татбурнефть» с целью управления процессами и мониторингом в реальном времени применяют комплекс ГЕОТЕК ООО «ОЙЛПРОМСЕРВИС». До начала забуривания скважины на буровое оборудование монтируются необходимые датчики, передающие в последующем необходимую информацию о режимах бурения и ходе строительства скважины. Далее в программном обеспечении создается режимно-технологическая карта РТК где заносятся поинтервальные (на каждый пласт) режим бурения, параметры раствора, тип КНБК.

Далее в процессе бурения в ПО происходит визуализация параметров режима бурения в виде графиков и диаграмм. Где четко указана фактическая нагрузка на долото, высота крюкоблока от роторной площадки, обороты и крутящий момент на роторе, объёмы промывочной жидкости, фактический и расчетный литраж бурового насоса, глубина скважины, мех.скорость проходки, давление в манифольде, скорость спуска и подъёма КНБК, момент на ключе УМК, плотность раствора. Все данные дублируются на табло бурильщика, установленного непосредственно на буровой.

В процессе строительства скважины контроль выхода значений параметров процесса за допустимые пределы, указанные в проектной документации, производится автоматически и выдает соответствующие сообщения персоналу, участвующему в управлении.

Таким образом можно определить поглощение бурового раствора с точностью до 1м3, определить циклические подклинки и своевременно предотвратить возможную аварию. Система обработки и анализа информации позволяет выявить наиболее осложненные интервалы в процессе бурения скважин формируя карту осложнений, в которой выводится информация по каждому из типов осложнений с их полным описанием (интенсивность поглощения, объем поглощения, дата, интервал и т.д.). Следовательно, даёт возможность: анализировать причину возникновения осложнений; предпринимать меры по предупреждению осложнений.

Также в системе формируется информация на каждый использованный тип долота, указана средняя механическая скорость данного долота, проходка, оптимальная нагрузка и т.д. При использовании данной аналитической программы можно для каждой скважины подобрать оптимальное сочетание компоновки (долото+ГЗД) для бурения в наиболее оптимальных режимах.

Использование данной технологии позволило значительно сократить сроки бурения горизонтальных скважин на девон с 75 суток до 52,2 суток. Сокращение на 19,08 суток, в переводе на денежный эквивалент до 16,5 млн.руб.

Таким образом, круглосуточный мониторинг режимов бурения позволяет:

1. Сократить сроки строительства скважин
2. Увеличить рост прибыли предприятия
3. Увеличить технико-экономические показатели предприятия
4. Увеличить конкурентоспособность предприятия на рынке услуг по бурению скважин.

Разработка новых рецептов буровых растворов для повышения конкурентоспособности растворного сервиса

И.В. Поворов (ООО «УК «Татбурнефть»)

Увеличение объемов бурения горизонтальных скважин влечет за собой повышенный интерес к составам систем буровых растворов, которые эффективны при работах в горизонтальных стволах на девонские отложения с большим углом в аргиллитах.

Одной из главных задач общества «Татбуррастворы» является создание универсального бурового раствора на котором можно построить скважину пройдя весь разрез горизонтов Татарстана. Кроме того необходим такой раствор, который позволит не только пробурить горизонтальный ствол, но и очистить его от выбуренной породы.

Специалистами общества совместно с лабораторией буровых растворов института «ТатНИПИнефть» были разработаны две рецептуры буровых растворов для решения поставленных задач: «TBR-MudMax» и «TBR-NounGel».

Они представляют собой безглинистые ингибированные буровые растворы. В качестве основы является растворный комплекс ингибирующих солей, который обеспечивает ингибирование набухания аргиллитов, утяжеляет буровой раствор до определенной плотности (около 1150 кг/м^3), предотвращает ферментативное разложение полисахаридных составляющих раствора, являясь на 100 % природным продуктом, экологически безопасным. В качестве дисперсной фазы применяется разнофракционный мраморный утяжелитель. Структурообразователем является биополимер, обеспечивающий буровому раствору сильно выраженные псевдопластичные, выносящие свойства и устойчивость к солевой агрессии. Соли, являющиеся основой в представленных буровых растворах, применяются в качестве ингибирующих добавок против набухания, осыпания глин и аргиллитов. Это позволяет снизить увлажнения глинистых отложений, при контакте с разработанными растворами в 6-8 раз, чем с глинистым раствором и в 30 раз меньше, чем с водой. В зависимости от соотношения количества и наименование солей можно варьировать свойства буровых растворов. Составы представленных растворов высокоэффективны при бурении скважин в породах склонных к осыпанию, а так же для очистки горизонтальных стволов и вскрытия продуктивных пластов.

В рамках проведения опытно-промышленных работ по испытаниям бурового раствора «TBR-MudMax» в стационарных условиях Лениногорского растворного узла осуществилось его приготовление. В общем для данной скважины было приготовлено 130 м³ данного бурового раствора удельным весом 1,30 г/см³. «TBR-MudMax» был применен

для вскрытия продуктивного пласта на скважине НГДУ «Альметьевнефть» №32014 б/м Григорьева (Альметьевского ПБР). Интервал на растворе продуктивного горизонта данной скважины (95 м) был пробурен меньше чем за сутки. Механическая скорость в среднем составила 6 м/час со смещением 347 метров.

После проведения опытно-промышленных работ специалистами общества «Татбуррастворы» и лаборатории буровых растворов института «ТатНИПИнефть» был подготовлен отчет. Из заключения данного отчёта следует, что опытное применение раствора «TBR-MudMax» при бурении скважины №32014 Миннибаевской площади признается успешным. Рекомендуется продолжить опытное применение бурового раствора согласно программы испытаний на следующей скважине без внесения корректировок в состав бурового раствора. На сегодняшний день проводятся опытные работы на скважине №14431 НГДУ «Джалильнефть».

Для расчета экономического эффекта в качестве базы сравнения принимается применение высокоингибированного бурового раствора «СБК-UniDrill pro» производства ООО «СБК-Техносервис».

Оценка экономической целесообразности проекта была проведена при следующих условиях:

1. Объем бурового раствора, использованного при бурении интервала на растворе составляет 308 м³;
2. Плотность согласно ГТН требовалась 1,30 г/см³;
3. Время технологического сопровождения специалистами при бурении на растворе принимается 72 часа.

В итоге, при принятых условиях, экономический эффект составляет ориентировочно **602 680 руб./скв.**

Разработка новых систем буровых растворов, позволяют выполнить три основные задачи, это:

Сократить стоимость строительства скважин, при этом повышая качество их строительства. И что немаловажно в настоящее время, новые рецептуры позволяют повысить конкурентоспособность растворного сервиса нашего предприятия.

Совершенствование организации производства заключительных работ при строительстве скважин СВН (SAGD)

И.С. Щёлков (ООО «УК «Татбурнефть»), Р.Б. Гарипов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В настоящее время большие перспективы в ПАО "Татнефть" связаны с успешной разработкой месторождений высоковязких нефтей. По различным оценкам, геологические ресурсы тяжелых нефтей и битумов на месторождениях Татарстана достигают от 1.5 до 7 млрд. тонн при средних глубинах залегания от 80 до 200 метров.

Как мы все знаем, Ашальчинское м/е разрабатывается по Канадской технологии SAGD, а возможным это стало благодаря апробации адаптации к местным условиям этой технологии, специалистами ПАО "Татнефть", которыми была разработана и реализована технология бурения скважин, с выходом на поверхность.

Суть технологии SAGD. Устья скважин на кустовой площадке располагаются попарно на прямой линии. Расстояние м/у устьями нагнетательной и добывающей скважин каждой пары 10м. Расстояние м/у парами 20м. Расстояние м/к горизонтальными ствола соседних пар 100м. В пределах продуктивной части пласта бурятся две параллельные горизонтальные скважины на расстоянии 5м. одна над другой. Обе скважины в интервале горизонтального ствола обсажены фильтрами хвостовиками без цементирования. Нагнетая в процессе эксплуатации перегретый пар в верхнюю скважину, производят разогрев пласта, образуется паровая камера. После появления температурной связи с нижней скважиной начинается добыча уже подвижной разогретой нефти из нижней скважины.

Реализовывается данная технология с помощью купленной в 2008 году компанией ПАО "Татнефть" Канадской установки К-2000М, которая разработана специально для бурения горизонтальных скважин на месторождениях природных битумов. Совсем недавно была закуплена, доставлена уже находится в монтаже установка К-2000 АС, модернизированная и более современная версия К - 2000М, которая позволит ещё более успешно развивать проект по разработке залежей СВН.

На данный момент Ашальчинское месторождение полностью разбурено. Работы по бурению ведутся на Северо – Ашальчинском, Юго - Ашальчинском, и Больше – Каменском и Туйметкинском поднятиях. Постепенно планируются работы по вовлечению в разработку Михайловского, Полянского и других поднятий. Все месторождения находятся в густонаселенных районах, с активным ведением сельского хозяйства.

Заключительной частью в строительстве горизонтальных скважин на месторождениях СВН является спуск «хвостовика – фильтра». Представляет он из себя

обсадную трубу наружным диаметром 168мм. Поверх трубы вставляется фильтроэлемент, который предотвращает разрушение слабосцементированных коллекторов и препятствует выносу песка, что в свою очередь повышает надежность работы насосного оборудования. В отверстиях фильтра находятся герметизирующие колпачки, которые позволяют производить промывку фильтра, спускаемого в скважину, тем самым исключая его недохождение до забоя. Для последующей эксплуатации скважин колпачки нужно удалить. Суть моей работы заключается в совершенствовании организации этого процесса.

Раньше это производилось таким образом – после спуска фильтра и промывки буровой блок освобождал устье скважины, и на его место становился ремонтный станок К-54. С помощью скалывающего фреза и забойного двигателя производилось срезание колпачков во внутреннюю полость фильтра. Затем спускались технологические НКТ ниже головы фильтра на 10-15метров. После демонтажа установки К-54, на его место становилась установка «Гибкая труба», которая за счет спущенных в скважину НКТ беспрепятственно проходила «голову» фильтра для последующей промывки скважины от остатков бурового раствора и выноса срезанных заглушек.

Сейчас для удаления герметизирующих колпачков, а так же последующей промывки скважины вместо ремонтной установки К-54 используется только установка «ГТ». Промывка производится спуск – подъемом (в среднем 4 цикла) грушевидной насадки $d=115\text{мм}$ на гибкой трубе $d=44\text{мм}$ с аэрированной жидкостью с подключением насосного агрегата и двух азотных компрессоров до выхода чистой воды. Это позволяет экономить время на переезд, монтаж, работы по спуску НКТ, демонтаж и переезд ремонтной установки К-54, затраты на все виды производимых работ, в том числе на аренду самой установки.

Затраты выполненные работы установкой «К-54» и «ГТ» составляют 2 млн.451т.р., время, затраченное на выполненные работы составляет 129 часов (более 5 суток). Затраты на выполненные работы установкой «ГТ» составляют 772 тыс.руб., время - 55 часов – чуть более 2-х суток. Объем внедрения за год составил 19 скважин. **Фактический экономический эффект составляет 25млн. 523т.р.**

Совершенствование организации производства работ позволило существенно понизить стоимость затрат, сократить время на производимые работы и ускорить ввод скважин в эксплуатацию.

Ликвидация зон поглощений промывочной жидкости с помощью профильного перекрывателя с пуансонами

Г.З. Шаяхметова (НГДУ «Джалильнефть»),

Л.Р. Сулейманов (ООО «УК «Татбурнефть»)

Целью проекта является снижение сроков и стоимости строительства скважин на девонские отложения, выполнения годового плана добычи нефти.

2014 году произошло резкое увеличение цикла строительства скважин, и, соответственно, уменьшение коммерческой скорости бурения скважин по сравнению с прошлыми годами, которое связано с началом строительства сложных скважин с горизонтальным окончанием ствола.

За 2013-2014 гг. пробурили в общем 55 ГС на девонские отложения, на 2015 год в нашем НГДУ запланировано бурение 20 ГС.

Особенностью строительства ГС является более тщательная подготовка ствола скважины с изоляцией зон поглощений и обеспечение его герметичности, с целью минимизации потерь дорогостоящих промывочных жидкостей, а также необходимость проводки ствола через неустойчивые кыновские глины под зенитным углом более 80 град. С ростом строительства горизонтальных скважин вдвое увеличивается время на ликвидацию осложнений.

Наиболее распространенными осложнениями являются поглощения промывочной жидкости, которые имеют место на 80-90 % скважин. Затраты времени и средств на изоляцию зон поглощений составляют до 18 % от стоимости строительства скважин.

Практика показала, что изоляция зон успешно осуществляется спуском профильного перекрывателя. К этому пришли после многократных безуспешных попыток изоляции намывами и цементными смесями. Анализ фактических затрат на ликвидацию поглощений по ГС, пробуренным в 2014 году в НГДУ «Джалильнефть» показал, что продолжительность и стоимость намывов и заливок зон осложнений почти в 1,5 раза превышает затраты на ОЛКС.

Таким образом, технология последовательного локального крепления зон поглощений бурового раствора сразу же после их вскрытия является одним из наиболее перспективных научно-технических направлений в области строительства скважин.

В этой связи актуальной задачей является сокращение временных и материальных затрат при изоляции зон поглощений подобным способом.

С целью сокращения временных затрат по изоляции зоны поглощения в нижнефаменных отложениях на скважине №21861г Чишминской площади проведены

промысловые испытания по развальцовке ОЛКС механическими и гидравлическими пуансонами.

Процесс бурения интервала (1390-1550 м) зоны поглощения осуществлялся с одновременной расширкой до 242 мм. На глубине 1550 м выполнили комплекс ГИС по определению диаметра ствола скважины в интервале установки ОЛКС (1425-1530 м).

Произвели сборку профильных труб, выше собрали механические и гидравлические пуансоны, гидродомкрат, механические якоря расположили в интервале кондуктора на глубине 150 м. Для выправления профильного перекрывателя (ПТ) ступенчато создали давление $P=8-17,5$ МПа. Натяжением колонны с усилием в 12 т проверили устойчивость профильных труб в скважине. Произвели раздачу верхней части профильных труб сначала механическими пуансонами, затем с помощью гидродомкрата произвели раздачу профильных труб гидравлическими пуансонами до получения посадки пуансона диаметром 186 мм на резьбовое соединение.

Таким образом, произвели раздачу всех профильных труб до башмака при помощи пуансонов. После раздачи нижней профильной трубы и её шаблонирования произвели полный подъём компоновки.

Башмак был поднят на устье скважины захватным устройством.

Общее время установки профильного перекрывателя ОЛКС-216М-РС и его развальцовка составили 36 часов, что на 26 часов ниже (норма 62 часа) норматива. Экономический эффект на скважину составил 3 998 тысяч рублей.

Предлагаемая технология позволит сократить временные затраты на сборку профильного перекрывателя, произвести развальцовку за одну СПО, исключить временные затраты на разбуривание башмака ОЛКС, следовательно, сократить продолжительность изоляции зоны на 1,1 сутки.

Крепление кыновских глин методом поинтервального спуска обсадных колонн с цементированием в две ступени

Р.Р. Шарифуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

Снижение стоимости буровых работ одно из важнейших условий повышения эффективности капитальных вложений в разработку нефтяных и газовых месторождений. Данный эффект как правило достигается сокращением материальных и временных затрат что обеспечивает их ускоренный ввод в эксплуатацию, увеличение объема добычи и снижение себестоимости строительства скважин.

В процессе строительства горизонтальных скважин на девонские отложения, а

именно при спуске и креплении 168мм обсадной колонны при прохождении кыновских глин зачастую сталкиваются с проблемами обваливания неустойчивых пород кыновского горизонта. В результате возникают аварийные ситуации, связанные с прихватом КНБК и с не дохождением эксплуатационной колонны до проектной глубины. В результате чего буровое предприятие терпит колоссальные временные и материальные затраты на их ликвидации.

Традиционный способ бурения подобных скважин заключается в бурении скважины долотом Ø215,9 мм до кровли кыновских глин. После вскрытия продуктивного горизонта традиционным способом бурильный инструмент поднимают из скважины, проводят необходимые ГИС скважины, после чего выполняются проработка всего ствола скважины, спуск проверочного колена для беспрепятственного прохождения обсадной колонны с последующим цементированием.

С целью сокращения данных затрат и исключения вероятности прихвата обсадной колонны нами предлагается после добуривания до проектной глубины и производства ГИС выполнить спуск 168мм хвостовика длиной позволяющего перекрыть кыновский горизонт с вооруженным буровым башмаком, позволяющим проходить уступы с помощью вращения. Для снижения трения колонны о стенки скважины рекомендуется использование роликовых центраторов.

Спуск хвостовика до забоя скважины производится на бурильных трубах с включением подвески-разъединителя и стыковочного узла для возможности цементирования в две ступени.

Закончив спуск колонны до проектного горизонта осуществляется промывка скважины и цементирование обсадного хвостовика без подъема (возможно с вращением).

Далее производится отцепление бурильных труб с их подъемом. После выдерживания ОЗЦ производят спуск обсадной колонны со стандартной резьбой цементирование с выходом цементного раствора до устья. Далее 168мм колонну спускается клин отклонитель, производится вырезание окна с последующим направленным бурением.

Показатели эффективности мероприятия это:

- Исключение спуска инструмента на проработку ствола скважины.
- Исключение проработки ствола скважины, наращивания при проработках, промывки.
- Исключение подъем инструмента с шаблонировкой ствола скважины и доливом ствола скважины.
- Исключение спуска проверочного «колена» для шаблонировки ствола скважины,

подъем.

На данные операции заложено 88 часа.

Экономический расчет показал, что базовая продолжительность крепления участка составит -26,4 суток, (затраты зависящие от времени и объема – 26 млн. 853 158тыс. рублей), при применении ОПР – 22,7 суток (затраты зависящие от времени – 25 млн. 264 910. Значит при применении данной технологии экономический эффект на одну скважину с учетом накладных расходов и налога на прибыль составит порядка 1 млн. 270 тысячи рублей.

Разработка вращающейся цементирующей головки для цементирования эксплуатационных колонн скважин Ашальчинского месторождения СВН

А.Р. Исхаков, А.М. Зарипов (институт «ТатНИПИнефть»)

Качество крепления горизонтальной скважины существенно повышается при цементировании с вращением обсадной колонны.

Однако, при остановке вращения, для установки продажной пробки в обсадную колонну, и при попытке продолжить вращение обсадной колонны происходит рост момента вращения до критической величины, равного максимально допустимому моменту свинчивания резьбового соединения обсадной трубы. Из-за вышеуказанного, вращение вынуждены прекращать на заключительной стадии цементирования – это продавливание тампонажного раствора проводится без вращения обсадной колонны. Закачивание тампонажного раствора из расчета двойного объема заколонного пространства позволяет производить вращение эксплуатационной колонны при заполнении тампонажным раствором заколонного пространства до устья без остановок. Вынужденная остановка вращения для установки пробки в эксплуатационную колонну происходит тогда, когда тампонажного раствора уже заполнил заколонное пространство в режиме вращения.

Вращающаяся цементирующая головка позволяет вращать эксплуатационную колонну при закачивании и продажке тампонажного раствора в заколонное пространство без остановок и исключается необходимость в закачивании двойного объема тампонажного раствора.

Разработана головка цементирующая вращающаяся ГЦВ-245, которая испытана при креплении 245 мм эксплуатационной колонны на скв. №12328 Южно-Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения СВН.

Заключение

1. ГЦВ-245 прошла испытания в промысловых условиях и рекомендуется к внедрению.

2. При цементировании эксплуатационной колонны с применением ГЦВ-245 можно уменьшить в 2 раза объем тампонажного раствора без потери качества крепления.

Концепция организации строительства скважин в ПАО "Татнефть". Ожидаемые результаты при внедрении.

Ф.Ф. Абдуллин, Ф.Ф. Абдуллин (НГДУ «Ямашнефть»)

Снижение стоимости буровых работ одно из важнейших условий повышения эффективности капитальных вложений в разработку нефтяных и газовых месторождений. Снижение как правило достигается сокращением материальных и временных затрат, что обеспечивает ускоренный ввод скважин в эксплуатацию и добычу дополнительного объема нефти. НГДУ уже на протяжении многих лет осуществляют работу по оптимизации процесса бурения, крепления и освоения скважин. Однако, учитывая, что каждый год реализуются много мероприятий, оптимизируемые суммы становятся недостаточными, чтобы обеспечить условия эффективности. То есть используемые механизмы по снижению стоимости скважин на сегодняшний день изживают себя. Так к примеру на 2015 год по ООО «Татнефть-Самара» изначально планировалось бурение 12-ти скважин, а окончательным решением инвестиционного комитета – 4-е скважины. По НГДУ ситуация остается критической, из 24-х планируемых скважин заданный барьер окупаемости преодолело только пять скважин.

Сегодня настала необходимость в разработке и внедрения нового системного подхода в организации строительства скважин.

С целью повышения эффективности строительства скважин, мною предлагается рассмотреть к внедрению новую концепцию организации строительства скважин в ПАО "Татнефть", с учетом уже внедряемой системы «раздельный сервис».

Концепция предусматривает следующую организационную структуру Заказчика (Рисунок 1):

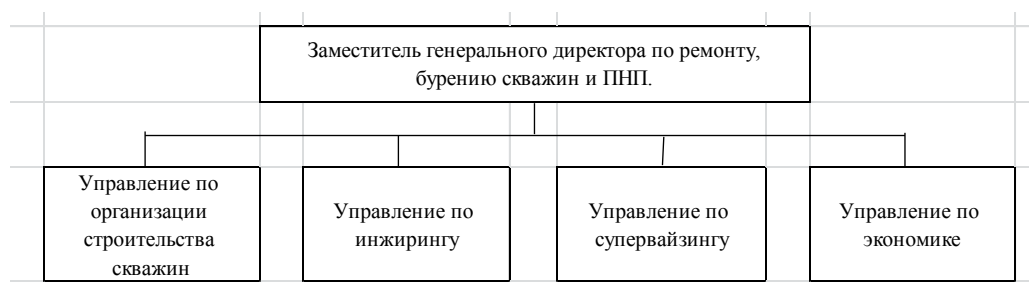


Рисунок 1. Организационная структура Заказчика.

Структура представляет собой блок по строительству скважин:

1. по организации строительства скважин. Основные функции – организация бесперебойного процесса производства работ, внедрение нового технологического оборудования, современных технологий, обеспечение материально-техническими ресурсами, работа с буровыми компаниями;

2. по инжинирингу. Основные функции – формирование и согласование программ и проектов на строительство скважин, проведение тендеров, контроль выполнения договорных обязательств подрядчиков, работа с сервисными компаниями;

3. по супервайзингу. Основные функции – повышение эффективности управления процессом строительства скважин с непосредственным контролем на скважине (круглосуточно). Контроль является фундаментальным элементом процесса управления за строительством скважин. Ни планирование, ни создание организационных структур, ни мотивацию нельзя рассматривать полностью в отрыве от контроля.

4. по экономике. Основные функции – организация работ по планированию и управлению стратегией бурения, разработка потребностей в объемах инвестиций, а также внешних и внутренних ресурсов, контроль затрат на строительство скважин по каждому этапу.

Одним из важных структурных элементов концепции управления проектами строительства скважин является взаимодействие Заказчика с Подрядчиками. Применение нового для ПАО "Татнефть" метода взаимодействия, такого как – проведение тендеров по условиям Заказчика, обеспечит качество выполняемых работ, повышение ответственности всех участников процесса, с возможностью управлять процессами импортозамещения в самих сервисных компаниях. Для чего, уже сегодня необходимо начинать разработку типовых (тендерных) договоров по предоставлению сервисных услуг, разработку единых тендерных условий по участию в тендере.

Выводы

Работа по новой для ПАО "Татнефть" схеме позволит:

1. Оптимизировать затраты для обеспечения инвестиционных условий эффективности.

2. Закрепить зоны ответственности за каждой подрядной организацией.

3. Повысить ответственность подрядной организации.

4. Проводить проверку актов выполненных по каждой компании (все затраты прозрачны).

5. Снизить аварийность, сократить непроизводительное время, повысить качество, снизить сроки и стоимость работ.

Импортозамещение. Производство навесного оборудования для циркуляционных систем

А.Р. Тимиров (УК ООО «ТМС групп»)

Одним из основных направлений деятельности нашей компании является производство широкой линейки циркуляционных систем очистки бурового раствора.

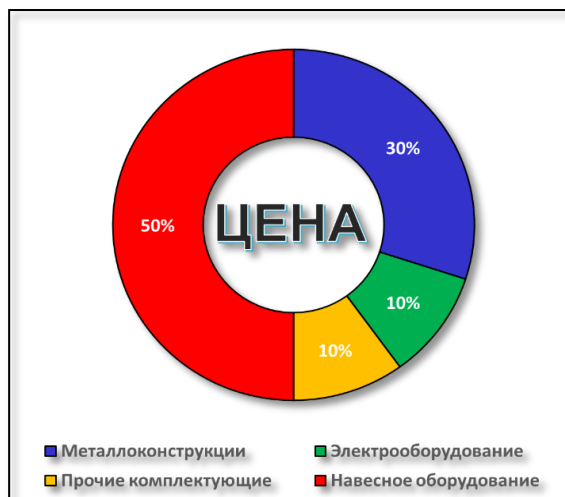


Рис. 1 – Сравнительный анализ стоимости

Порядка 50 % от стоимости циркуляционной системы оставляет стоимость навесного оборудования – вибросито, сито-гидроциклонная установка, центрифуга, гидроворонка, шламовые насосы (Рис. 1).

Приведя анализ продаж навесного оборудования на рынке Российской Федерации за 2014 год, мы видим, что свыше 68% продаж приходится на оборудование иностранного производства и около 32% на отечественное оборудование (Рис. 2).

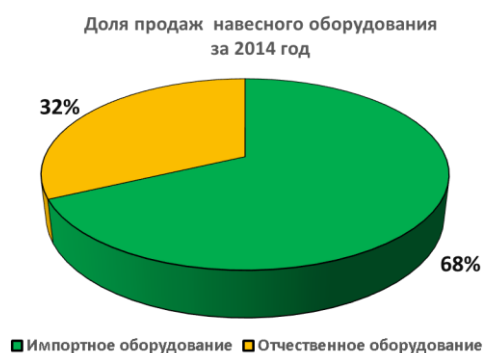


Рис. 2 – Доля продаж навесного оборудования за 2014г.

Указанные обстоятельства связаны с тем, что импортное оборудование имеет более высокие конкурентные преимущества перед российским оборудованием. Однако, есть и отрицательные стороны в приобретении импортного оборудования – это длительные сроки поставки и условия оплаты поставки в иностранной валюте, что в свою очередь

негативно влияет на сроки поставки и стоимость готовой продукции из-за изменения курса валюты.

Учитывая экономическую ситуацию в стране и существенный рост курса иностранных валют вопрос импортозамещения становится все более актуальным

С этой целью нами был инициирован проект по освоению производства навесного оборудования ЦС для импортозамещения применяемых комплектующих.

Задачи, которые мы ставили перед собой:

1) Получение конечного продукта стоимостью ниже, чем у иностранного оборудования;

2) Оборудование технические характеристики, которых не уступают иностранным аналогам;

3) Закрепление на рынке РФ, с долей объема поставки навесного оборудования не менее 15%.

В рамках проекта планировалось на первоначальном этапе освоить вибросито, сито-гидроциклонная установка (СГУ), гидр воронка и шламовые насосы.

Для этой команды наших специалистов подготовлены необходимые производственные мощности, позволяющие производить заготовительные операции, сборку оборудования и последующую покраску.

Разработан необходимый комплект конструкторско-технической документации на навесное оборудование, изготовлены опытные образцы, проведены приемо-сдаточные испытания и получены сертификаты соответствия Таможенного союза.

Основные технические характеристики изготовленной продукции полностью соответствуют импортным аналогам.

Экономический эффект от применения продукции нашей компании для Заказчика может составить 4 601 800 руб. без учета НДС за один комплект оборудования по отношению к применяемому оборудованию, производства NOV Brandt.

В рамках реализации данного проекта оформлено рацпредложение по освоению навесного оборудования где я являюсь автором.

Строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины на отложения нижнего карбона с минимально возможной стоимостью

Ш.И. Сагатов (НГДУ «Елховнефть»), Н.А. Гаврилова (ООО «УК «Татбурнефть»)

На сегодняшний день сложившиеся рыночные условия финансирования и постоянного роста цен на энергоносители, оборудование, материалы и услуги

подрядчиков, привели к тому что, стоимость строительства новых скважин постоянно растет. Один из выходов уменьшение затрат это сократить срок строительства скважин. Для сокращения сроков строительства скважин и материальных ресурсов разрабатываются и внедряются новые технологии и оптимальные режимы бурения при проводке скважин.

19.02.2015г. запущен проект строительства наклонно-направленной эксплуатационной скважины на отложения нижнего карбона с минимально возможной стоимостью утвержденный ген. директором ОАО «ТН».

Цель данного проекта - строительство эксплуатационных скважин отвечающих требованиям Заказчика. Задача – пробурить скважину за 9,6 суток стоимостью 16648 тыс. руб.

Для реализации проекта была подобрана скважина 4148. Для выполнения цели подобраны КНБК в сочетании долот PDC и забойных двигателей. При бурении под кондуктор в составе КНБК применено шестилопастное долото PDC с ДШОТР 240*210. Это позволило достичь средней механической скорости бурения под кондуктор 58,8 м/ч при запланированных институтом «ТатНИПИнефть» 20 м/ч.

Долото PDC 295.3 примененное при бурении под кондуктор производства компании Рид Хайколог, имеет усовершенствованные термостойкие резцы с улучшенной ударной геометрией. Благодаря прочности металла, высоким лопастям, а также межлопастному пространству достигаются высокие показатели МСП.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервале 314-1007 м. в состав КНБК включена телесистема ЗТС в сочетании с шестилопастного долота PDC SKH616D-C4D и забойного двигателя типа ДШОТР-178 7/8. В интервале 1007-1206м бурение велось на стабилизацию, в данном интервале применено семилопастное долото PDC SKH716S-A1C Данный тип КНБК позволил достичь среднюю механическую скорость бурения под экс. колонну 49 м/ч при запланированных институтом «ТатНИПИнефть» 16,6 м/ч.

Профиль долот PDC 215,9 SKH616D-C4D, PDC SKH716S-A1C и его режущая структура, а также геометрия калибра предназначены для повышения эффективности использования в сочетании с ВЗД и управляемыми компоновками. Обеспечивает максимальный контакт калибра долота со стенкой скважины, снижает сопротивление при управлении, а также крутящий момент, что приводит к повышению МСП и увеличению ресурса долота.

Комплексный подход подбора долот в сочетании с ГЗД на данной скважине позволило достичь средней механической скорости бурения по скважине 51,1 м/ч, при плане 17,6м/ч

Проводка ствола скважины в интервале 314-1007м проводились квалифицированными специалистами ООО «ВБС» по телеметрическому и инженерно-технологическому сопровождению. Данный подрядчик был выбран по результатам проведения конкурса редукциона за счет более низкой стоимости, результаты работы которой видны на вертикальном горизонтальном профиле ствола скважины. Проводка ствола скважины проведена максимально в соответствии проектному профилю, что доказывает отсутствие увеличения ствола скважины.

В процессе бурения ежедневно велся учет временных и материальных затрат с составлением графика.

По результатам проведенных ОПР можно отметить следующее, что комплексный подход организации строительства скважины 4148 и применение новых технологических решений позволило сократить количество долблений до 3 при запланированных 5, увеличить мех. скорость в 3 раза, что выразилось в экономической эффективности которая составила 5276 тыс. руб.

Организация работ в рамках раздельного сервиса

Э.И. Павлов (НГДУ «Елховнефть»), В.В. Мовчан (ЕПБР ООО «УК «Татбурнефть»)

В настоящее время актуальным для ПАО "Татнефть" является строительство скважин с целью поддержания заданного темпа добычи нефти. При этом компания ПАО "Татнефть" ставит перед собой цель – повышение качества строительства скважин, повышение прозрачности предоставляемых сервисных услуг, задействованные при бурении и освоении скважин, а так же сокращение сроков и снижение стоимости строительства скважин. Это можно достичь за счет применения высокотехнологичного оборудования, привлечения квалифицированных узкоспециализированных специалистов разных сервисных компаний в условиях конкуренции.

В рамках стратегии развития в Компании проводится реструктуризация, направленная на повышение эффективности управления производством, обеспечение прозрачности затрат, оптимизации трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В настоящее время нефтяные компании применяют две формы организации строительства скважин:

1. «Под ключ».
2. На условиях раздельного сервиса.

Основным различием указанных форм является число привлекаемых подрядных организаций. При этом следует отметить, что независимо от того, какая из указанных

форм реализуется на практике, согласно Закону о недрах всю полноту ответственности за их использование несут заказчики, имеющие статус недропользователей. Непосредственную ответственность за обеспечение безопасных условий работ несут руководители предприятий-подрядчиков.

При строительстве скважин «под ключ» проект фактически находится на попечении у одного подрядчика, который на условиях субподряда может привлекать сторонние организации для выполнения отдельных видов работ. При этом формат договора обычно предусматривает сдачу готовой скважины за ранее оговоренную плату.

Как правило, при таких отношениях компания – заказчик делегирует всю полноту ответственности за выполнение проекта генеральному подрядчику, который вместе с ответственностью и рисками за конечный результат получает определенную самостоятельность в ведении работ при условии соблюдения нормативно-технических регламентов и проектной документации.

При таком формате договорных отношений заказчик не обладает достаточным объемом информации, обеспечивающим уверенность в качестве ствола и вскрытой призабойной зоны, т.е. может получить от исполнителя скважину, качество которой при вводе ее в эксплуатацию окажется недостаточным. Кроме того, заказчик утрачивает контроль над процессом привлечения субподрядчиков, которые не всегда выбираются на конкурсной основе и согласуются с ним. По этой причине заказчик теряет и финансовый контроль над работами, выполняемыми по субподряду, включая возможность внесения изменений в нормативную базу определения стоимости услуг, поскольку стоимость конечного продукта уже предусмотрена договором.

По инициативе руководства ПАО "Татнефть" в нашем НГДУ с 01.07.2014 г. внедрен пилотный проект по строительству скважин на условиях раздельного сервиса. То есть, от принципа бурения «под ключ» мы переходим на заключение прямых договоров на долотный сервис, включая предоставление ГЗД, подготовку и последующую рекультивацию площадок бурения, приготовление и инженерное сопровождение буровых растворов, прямые поставки обсадных труб, электроэнергии и воды, освоение скважин.

При этом были поставлены следующие задачи:

- Сокращение стоимости строительства скважин на 5%.
- Сокращение расходов строительства скважин на сумму накладных расходов и рентабельности начисленных на сервисные услуги.
- Сокращение стоимости сервисных услуг.

В рамках пилотного проекта в 2014 году закончены бурением и освоением 7 эксплуатационных скважин. Экономия по выделенным сервисам составила 9,2 млн.руб.

Общая экономия, с учетом ухода от договорной стоимости строительства скважин составила 20,2 млн.руб. За 1 квартал 2015 года в рамках раздельного закончено бурением и освоением 9 эксплуатационных скважин. Экономия по выделенным сервисам составила 20,6 млн.руб. Общая экономия, с учетом ухода от договорной стоимости строительства скважин составила 26,8 млн.руб.

Сокращение стоимости строительства скважин за счет внедрения раздельного сервиса

А.Е. Сильдушкина, А.Е. Осоргин (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день бурение остается одним из самых дорогостоящих направлений нефтегазовой отрасли, поэтому любая оптимизация этого процесса, направленная на экономию, представляет большой интерес. Так, к примеру, реализация проекта «Строительство скважин с раздельным сервисом», позволит сократить затраты. В данном проекте применяется новый подход по организации работ и взаимодействию участников проекта. Данный подход заключается в том, что НГДУ выступает в роли основного заказчика и заключает прямые договора с компаниями, оказывающими сервисные услуги по следующим направлениям:

1. долотный сервис, включая предоставление ГЗД;
2. растворный сервис;
3. подготовка, гидроизоляция амбаров и рекультивация площадок;
4. поставка обсадных труб;
5. освоение скважин после бурения;
6. бурение скважин (как основного, так и малого диаметра)

Заключение прямых договоров НГДУ с подрядными организациями на предоставление ряда сервисов, позволяет исключить затраты на накладные расходы и рентабельность бурового подрядчика на эти виды сервисов.

Схема управления строительством скважин будет выглядеть следующим образом:



Экономический эффект от применения раздельного сервиса может составить порядка 149 млн. рублей. Сэкономленные средства можно использовать как для строительства дополнительных скважин, так и для нужд НГДУ по направлениям деятельности.

Работа по принципу раздельного сервиса позволит:

1. Оптимизировать затраты на строительство 39 скважин на сумму 149 млн. рублей.
2. Повысить качество работ. Этому способствуют прямые контакты со всеми подрядчиками, прямой контроль за их действиями, прямое управление со стороны Заказчика, где он сам выбирает технологии, не отдавая это на откуп подрядным организациям.
3. Закрепить зоны ответственности за каждой подрядной организацией.
4. Повысить ответственность подрядной организации в пределах собственной зоны ответственности (через КПЭ).
5. Проводить проверку актов выполненных работ по каждой сервисной компании (все затраты прозрачны).
6. При реализации данного подхода, экономия затрат на 1 скважину в среднем составит порядка 4 млн.руб. (по 39-ти скважинам – 149 млн.руб.) и сможет перекрыть расходы по содержанию 3-х дополнительных распорядителей работ и 1 экономиста ОТС и ОБС.

Подходы в организации работ, рассматриваемых в данной работе, должны совершенствоваться для достижения более высоких результатов по эффективности с учетом изменяющихся условий и требований.

Снижение потерь при бурении скважин за счет применения новых технологий

Е.В. Токарев (УК ООО «ТМС групп»)

Общие тенденции, как на мировом рынке, так и на Российском рынке буровых услуг приводят к тому, что конструкции скважин усложняются, глубина скважин увеличивается, увеличивается зона горизонтального бурения. В скважинах с зенитными углами более 40° в местах прилегания бурильной колонны к нижней стенке скважины возникают застойные зоны, в которых накапливается шлам особенно крупных фракций, возможен «прихват» инструмента, встречаются зоны поглощения и т.д.

Актуальность данной темы в том, что сейчас развита борьба с поглощениями промывочной жидкости; повышение качества очистки ствола скважины; сокращение временных затрат на СПО.

Конструкция переводника PBL. Инструмент PBL – автозатворная система многократной активации. Состоит из стопорной гайки, втулки, посадочного седла, промывочной насадки, пружины, направляющего штифта, корпуса переводника, корпуса шароуволителя и клетки шароуволителя.

Предлагаемая технология - инструмент PBL – автозатворная система многократной активации, используется при потере циркуляции для эффективной очистки ствола скважины, является компонентом КНБК (конструкции низа бурильной колонны) и устанавливается над телеметрическими системами (ГЗД/ВЗД). Если в процессе бурения встретилась зона поглощения можно активировать инструмент. Чтобы активировать инструмент необходимо бросить виниловый шар в бурильную колонну и прокачать его вниз. Шар активирует механизм циркуляции, обеспечивая закачку материала через два боковых порта в кольцевое пространство – зона поглощения изолирована без выполнения дорогостоящих СПО. Важная особенность инструмента, обеспечивающая противofонтанную безопасность, когда насосы выключаются – втулка возвращается в положение «ЗАКРЫТО» и изолирует порты, таким образом устраняя эффект сообщения трубного и затрубного пространства.

1. Чтобы дезактивировать инструмент необходимо бросить два стальных шара в бурильную колонну и прокачать их вниз. Виниловый шар при определенном давлении будет продавлен через седло и 100% потока жидкости будут направлены к долоту. Все шары упадут в клетку шароуволителя, которая разработана для удержания до 5 комплектов шаров, а в случае необходимости возможно увеличение объема шароуволителя до 10 комплектов шаров.

2. После дезактивации продолжение процесса бурения. Следующее применение инструмента PVL – очистка ствола скважины. В случае, когда расход бурового раствора ограничен пропускной способностью элементов КНБК система обхода PVL позволяет увеличить поток жидкости для качественной очистки ствола скважины.

3. Другие возможности инструмента PVL – очистка блока противовыбросовых превенторов и подъем бурильной колонны без жидкости. Если необходима очистка блока противовыбросовых превенторов без вращения бурильной колонны, то применение многоструйного инструмента PVL – оптимальное решение. 30 промывочных насадок обеспечивают качественный процесс очистки. Для подъема бурильной колонны без жидкости вниз прокачивается фиксирующий шар меньшего размера, который блокируется в одном из портов. При остановке насосов инструмент PVL будет оставаться открытым, что позволит производить подъем колонны без жидкости. Чтобы разблокировать инструмент PVL необходимо прокачать вниз два шара дезактивации.

Применение переводника на скважинах ПАО "Татнефть". Данный переводник был использован как ОПР на скважинах № 3845д (Павловская площадь, проектный забой 1833м, смена раствора на полимер-бентонитовый раствор ПБР), № 7423д (Ташлиярская площадь, проектный забой 1870м, смена раствора в скважине на ПБР), № 25981г (Залежь 31, проектный забой 1484м, промывка скважины), № 29364г (Зеленогорская площадь, проектный забой 1937м, смена объема раствора в скважине на ПБР).

Переводник в работе (очистка ствола скважины). На видео записана работа переводника в начале бурения, когда вынос шлама незначителен (промывка через долото), переводник активирован наблюдение за выносом шлама: начало промывки, средний цикл – интенсивный вынос шлама из скважины, окончание промывки – снижение интенсивности выноса шлама.

Экономический эффект. При проведении ОПР сокращение временных затрат на СПО составило в среднем 7-40 часов на скважину. Экономический эффект составил 1 823 тыс.руб. в год.

Выводы:

- ✓ Оригинальная конструкция переводника обеспечивает возможность закачки различных типов кольматанта в зону поглощения без подъема бурильного инструмента;
- ✓ Позволяет повысить качество очистки ствола;
- ✓ Сокращает временные затраты на СПО.

Предложения: приобрести данное оборудование для бурения скважин.

Комплекс мероприятий при строительстве скважин направленный на сокращение затрат при реализации проекта: «Разработка залежей СВН»

Р.Р. Нуриахметов (Управление по реализации проектов строительства),

Е.С. Егоров (НГДУ «Нурлатнефть»)

С 2006 года на Ашальчинском месторождении ведется работа по внедрению технологии, включающей в себя сочетание парогравитационного дренирования и вытеснения сверхвязкой нефти с использованием горизонтальных скважин. Данная технология при разработке сложно построенных, насыщенных сверхвязкой нефтью залежей, по сравнению с другими методами позволила значительно увеличить дебиты скважин.

С 1 июля 2012 года была правительством РФ установлена специальная 10 % ставка вывозной таможенной пошлины для нефти вязкостью более 10 тыс. мПа*с с периодом действия до 2022 года.

В результате разработка залежей СВН стало экономически целесообразным.

В марте 2014 года в структуре Управления по реализации проектов строительства ПАО "Татнефть" была создана отдельная рабочая группа по реализации проекта разработки залежей СВН, которая совместно с НГДУ проводит работы для достижения поставленной цели по обеспечению годовой добычи сверхвязкой нефти в 2017 году в объеме до 2-х млн. тонн.

Для успешной реализации данного Проекта необходимо пробурить ориентировочно 1006 эксплуатационных скважин, а также обеспечить своевременное строительство объектов инфраструктуры.

Составлен и оперативно контролируется план-график эксплуатационного бурения по проекту.

В настоящее время пробурено 197 эксплуатационных скважин.

Эффективную работу в области бурения скважин СВН первоначально осуществляла и продолжает работу Управляющая компания «Татбурнефть». При масштабном бурении горизонтальных скважин и для выполнения работ в срок были привлечены сторонние буровые компании.

Для выполнения план-графика эксплуатационного бурения количество буровых блоков будет доведено до 34-х.

Ниже приведена проделанная работа по оптимизации затрат с разбивкой по направлениям:

1. Подготовительные работы к бурению:

- Сокращение площади отсыпки кустовых площадок щебнем;
- Отказ от разработки программ строительства скважин;
- Метровая оплата работ буровым Подрядчикам:
- Проведение тендеров на сервисные услуги, с последующей передачей буровым Подрядчикам.

2. Бурение скважин:

- Разбуривания скважин на кустовой площадке слева – направо;
 - Замещение марки эксплуатационной колонны импортного производства на аналоги российской компании;
 - Замещение марки оснастки низа обсадных колонн на аналоги российского производства (башмаки, пакера, спускные переводники);
 - Применение набухающих пакеров;
 - Проведение АКЦ эксплуатационной колонны при штатном цементировании во время проведения окончательного каротажа;
 - Проведение АКЦ эксплуатационной колонны совместно с окончательным каротажом за 1 СПО;
 - Применение цементирующей головки при цементировании эксплуатационной колонны;
 - Применение цементирующего комплекса при цементировании;
- ## 3. Освоение:
- Исключение промывки скважины после срезки заглушек фильтра;
 - Применение фильтров для крепления горизонтального ствола без заглушек.

Таким образом, внедрение вышеуказанных мероприятий позволит сократить затраты на реализацию Проекта ориентировочно на 1 скважину на 10 млн.руб., а на оставшиеся бурением скважины 8,2 млрд. руб. Перед нами стоит большая задача по расширению Проекта разработки залежей СВН, которую необходимо реализовать в кратчайшие сроки, так как период действия льготы по экспортной пошлине в соответствии с действующим законодательством ограничен.

Способы заканчивания горизонтальных скважин в трещиноватых карбонатных коллекторах

В.З. Хайбуллин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

На территории Ромашкинского месторождения располагаются залежи представленные трещиноватыми карбонатными коллекторами. На сегодняшний день

здесь работают скважины, самая большая проблема для которых — это низкие пластовые давления.

Всего с 2000 года на рассматриваемой залежи было пробурено 452 новых скважины. С 2006 года обводненность добываемой продукции превысила 80%. Горизонтальные скважины при достаточно неплохих начальных дебитах буквально через 1-2 года выходят на дебиты 2,1 т/сут при обводненности 70%.

Разработка залежей с карбонатными трещиноватыми коллекторами требует нетрадиционных методов воздействия на пласт и обуславливает внедрение в производственный процесс новейших и перспективных технологий.

Институтом «ТатНИПИнефть» разработана технология для управляемой эксплуатации горизонтальных скважин с интервалами пластов различной проницаемости.

Данная технология была применена на 5 скважинах. Обводненность добываемой продукции на скважинах произошла через 7 месяцев после запуска до 98,5%. Учитывая высокую стоимость оборудования и малый диаметр проходных сечений пакеров (59мм) данная технология является низкорентабельной.

Хвостовик с вдонефтенабухающими пакерами ТАМ с целью изоляции трещиноватых зон карбонатных коллекторов. Среднее время набухания по пакерам ТАМ составило 5-7 суток. Безводный период работы скважин составил 3 месяца после пуска её в работу, после чего произошло обводнение добываемой продукции.

Таким образом, применение пакеров «ТАМ» не принесло ожидаемого результата по отсечению трещиноватых зон горизонтальных стволов скважин.

Отечественный водонабухающий пакер «КВАРТ». Опробование данных пакеров было проведено на скважине №1 и скважине №2. Обводненность добываемой продукции на скважинах после ввода её в эксплуатацию произошла через 2 месяцев после запуска. Среднее время набухания пакеров «Кварт» составляет 30-40 суток, что гораздо больше аналогичных импортных пакеров.

Предлагаем на 301-303 Залежи разбурить 15 скважин малого диаметра с сеткой 130*130м вместо 3-х горизонтальных скважин.

Ожидаемый дебет нефти 2,5-3 т/сут. Средняя глубина скважин 840м.

Скважины малого диаметра ведут себя более стабильно. Первоначальные дебиты после ввода в эксплуатацию в 2-4т/сут., обводненность 5-10% сохраняются на протяжении длительного времени эксплуатации.

Также при бурении скважин малого диаметра предлагается внедрить ряд мероприятий которые позволят сократить цикл строительства скважины в среднем на 2,5сут.

Бурение под кондуктор производить вертикально за одно долбление.

Применять долотья PDC, совмещенные с калибратором которые обеспечивают нам высокую механическую скорость до 30м/час на ЕВС, стабилизацию зенитного угла.

Производить бурение из под кондуктора до проектного забоя за одно долбление, с применением телесистем.

Бурение продуктивного горизонта производить на ЕВС с добавлением МЛ.

Далее мною была рассчитана экономическая эффективность по предложенным мероприятиям. Экономический эффект: 1. от уплотнения сетки скважин для увеличения КИН составил 15,65 млн.руб.; 2. от внедрения мероприятий по сокращению цикла строительства 9,81 млн.руб. Суммарный ЧДД составил 25,46 млн.руб.

Выводы:

- применение оборудования управляемой эксплуатации скважин с горизонтальным стволом способно отодвинуть сроки обводнения скважины, но не предотвратить его полностью, а учитывая его высокую стоимость и экономическую ситуацию в стране, применение данного оборудования не является эффективным;

- применение набухающих пакеров не позволило получить необходимую эффективность при эксплуатации горизонтальных скважин на залежах с трещиноватыми карбонатными коллекторами, обводнение продукции происходит в достаточно быстром темпе, возможно продолжение опытных работ по внедрению пакеров отечественного производства, учитывая их невысокую стоимость;

- Уплотнение сетки скважин позволяет увеличить значение коэффициента извлечения нефти путем бурения недорогих скважин малого диаметра;

- Внедрения ряда мероприятий позволяет сократить цикл строительства скважины тем самым сократить временные и материальные затраты.

Компоновка одного долбления

З.Р. Ахметзянов (НГДУ «Лениногорскнефть»), М.Н. Бирюков (ООО УК «Татбурнефть»)

Применяемые ранее компоновки при бурении на месторождениях ПАО "Татнефть" не могли нам гарантировать входа в проектный круг допуска, без корректировки траектории ствола скважины ориентированными отклоняющими компоновками. Также общеизвестно, что механическая скорость бурения является одним из основных факторов, влияющих на технико-экономические показатели бурения. А так как компоновка низа бурильной колонны является основным элементом бурильного инструмента, перед специалистами компании встала проблема выбора оптимальной компоновки, которая

смогла бы обеспечить проводку скважины с заданной траекторией и при этом сохранить высокую механическую скорость. Решением данной проблемы стала разработка универсальной ориентируемой компоновки, которая позволяет нам пробурить, как направленный, так и прямолинейный участок скважины большой протяженности.

Предлагаемая компоновка состоит из: долота PDC (RSH616D-F4) + высокомоментного ВЗД NOV-172 6/7 с корпусным центратором, диаметр 212,7мм + калибратор КСИ-212,7 + телесистема APS + МЦП-PBL6 $\frac{3}{4}$ (MOCS 6 $\frac{1}{2}$) + бурильная труба 300-400м + УБТС-165х71/9 (2свечи) + Ясы: ЯМБ-172Н и ЯГБ-172ВД + УБТС – 178х90/8 (4 свечи) + бурильная труба остальное.

Эта компоновка обладает рядом преимуществ по сравнению с компоновками, которые применялись раньше при бурении интервала из-под кондуктора и до нижнего карбона, а именно:

1) Долота PDC в отличие от трехшарошечных при грамотном выборе режима бурения, компоновки и соответствующего сервиса позволяют пройти за один рейс более 900 метров;

2) Компоновка применима как для бурения с набором параметров кривизны (легко поддается управлению), так и для бурения на стабилизации.

3) Присутствие в компоновке PBL 6 $\frac{3}{4}$ (MOCS 6 $\frac{1}{2}$) позволяет изолировать зоны поглощения без подъема КНБК.

4) Телесистема APS позволяет при бурении вести замеры параметров кривизны профиля скважины.

5) Компоновка позволяет производить расширку ствола скважины непосредственно при бурении, что даёт возможность при необходимости, без дополнительных рейсов спустить в скважину эксплуатационную колонну или пакер ТАМ.

6) При направленном бурении наличие в компоновке корпусного центратора Ø212,7мм и жесткого центратора Ø212,7мм над ВЗД позволяет своевременно выявить потерю диаметра долота.

7) Наличие в компоновке ЯССов позволяет эффективно освобождаться от возможных прихватов (дифференциальных и механических) в зонах осложнений.

Все вышеперечисленные преимущества данной компоновки позволят нам реализовать бурение интервала из-под кондуктора до нижнего карбона одним долблением и при этом достичь таких показателей как:

- Высокая механическая скорость бурения интервала 30-100м/ч, в зависимости от литологии разреза;

- Увеличение ресурса и проходки на долото;

- Повышение качества строительства скважины;
- Сокращение времени строительства скважины;

Всё это в свою очередь неизбежно приведет к повышению репутации компании, как на внешнем, так и на внутреннем рынке. Также к увеличению объёмов заказа на строительство скважин, повышению конкурента-способности компании и росту прибыли в целом.

Применение принципов процессного управления при формировании проектно-сметной документации (ПСД) на строительство скважин

З.Р. Ахметзянов, В.З. Хайбуллин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Одной из приоритетных задач для ПАО "Татнефть" является эффективное строительство скважин. Одним из основных этапов данного процесса является подготовка проектно-сметной документации (ПСД), которая определяет ключевые параметры строительства скважины.

От качества подготовки проектной документации по строительству скважин на 90% зависит успешность дальнейших работ. В этом процессе формирования проектно-сметной документации участвуют специалисты НГДУ, ООО «Бурение», ООО «Татбурмонтаж», ООО «Татбуррастворы», института «ТатНИПИнефть» и многие другие. В целях повышения эффективности строительства скважин принято решение о внедрении мирового опыта по применению принципов процессного управления при подготовке проектно-сметной документации.



Рис. 1 Этапы внедрения процессного управления при формировании ПСД

На начальном этапе подготовки к внедрению системы процессного управления специалистами НГДУ была описана вся цепочка подпроцессов и составлена блок-схема с указанием структуры подпроцессов и ответственных специалистов за каждый подпроцесс.

Свой вклад в описание структуры процесса формирования ПСД внесли и специалисты НИС, "ТатНИПИнефть" и ООО «Бурение». Результатом совместных обсуждений в окончательном варианте количество подпроцессов сократилось со 165 до 128. Было исключено большое количество повторяющихся подпроцессов, необходимость и значимость которых при формировании ПСД отсутствовала.

Добавились в блок схеме элементы автоматизации процессов (*Программный комплекс АСУ ПБР*) а так же показатели, влияющие на формирование программы строительства скважины (ПСС) и плановую сметную стоимость строительства скважины (*нормативы, расценки*). Была проведена работа и по влиянию каждого участника на сквозные процессы. На основе которой сформировался расчет индивидуального вклада участников процесса с возможностью проведения рейтинга по итогам проделанной работы. Для каждого участника проводится сравнение фактических и плановых показателей и составляется рейтинг по бальной системе: «+» за достижение запланированных показателей, сокращение сроков и стоимости строительства скважины и «-» за несоответствие или допущение грубых ошибок, влияющих на снижение качества.

На сегодняшний день уже опробована и работает система мониторинга соблюдения сроков формирования ПСД. На информационном портале ПАО "Татнефть" в автоматизированном режиме отслеживается соблюдение сроков подготовки ПСД на котором наглядно, цветом выделен процесс формирования ПСД: зеленым цветом окрашиваются скважины законченные формированием ПСД, желтым - в работе, сроки исполняются, а красным выделены скважины по которым сроки разработки ПСД срываются. При наличии таких отклонений – в автоматическом режиме происходит информирование участника допустившего отклонение.

Но на этом работа по процессному управлению строительством скважин не заканчивается. В настоящее время активно ведутся работы по второму этапу: процесс строительства скважин. Которое позволит снизить потери времени строительства скважин и увеличить качество проведения работ.

Экономический эффект проекта:

Снижение эксплуатационных затрат при составлении ПСД на 95,72 тыс. руб.

Затраты на внедрение процессного управления 491,43 тыс. руб.

Снижение затрат на строительство скважин 75143,40 тыс. руб.

Модернизация буровых установок с применением современных автоматизированных систем и оборудования

Р.Р. Исламов (ООО «ГБТ»)

На сегодняшний день широкое применение на объектах ООО получили современные буровые установки такие как МБУ-1700 и СБУ-1700 и т.д. Данные буровые установки представляют собой сложные комплексы которые управляются при помощи пульта управления, оборудованного различными контроллерами. Современные буровые установки позволяют сократить время строительства скважины и сокращают время простоя буровой бригады по причине отказа оборудования. Преимуществом данных буровых установок является современное оборудование и возможность полной самодиагностики системы и выявления неисправности при возникновении таких ситуаций. В связи с нестабильной экономической и политической ситуацией вероятность закупки новых буровых установок сокращается с каждым днем. В связи с этим мы предлагаем рассмотреть возможность не закупать новые БУ, а производить модернизацию существующих БУ с большой наработкой моточасов и механизмов.

Среди парка буровых установок очень большую часть занимает буровые установки с теристорными блоками управления в которых используются синхронные электродвигатели с щеточным механизмом. Одним из больших недостатков является очень большой пусковой ток данных систем и частый отказ электромашин в связи со сложной конструкцией. Конструкция двигателей представляет собой сложный механизм требующий частое обслуживание и ремонт, которое приводит к большим денежным и трудовым затратам. Проведя анализ статистики отказов оборудования данного типа можно с уверенностью сказать о необходимости модернизации буровых установок. Модернизация включает в себя замену электродвигателей на современные асинхронные машины с частотно-регулируемым приводом и современную автоматизированную систему управления технологическим процессом. Применение современных систем позволит снизить затраты по обслуживанию, предотвратить отключение питающих линий буровой установки (ЛЭП, фидера и подстанции), а также сократить время простоя буровой бригады и увеличить их производительность.

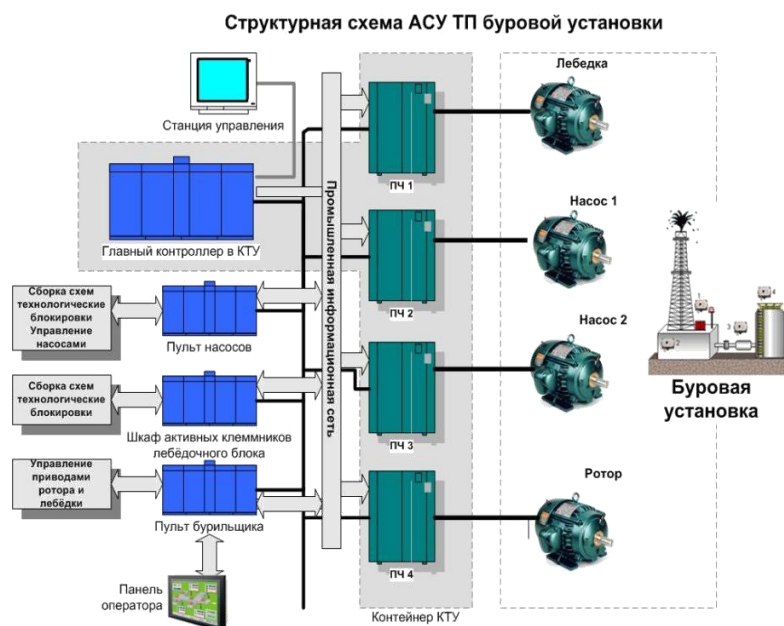


Рис.1. Структурная схема АСУ ТП буровой установки

При реализации данной структурной схемы на основе частотно-регулируемых приводов позволит добиться следующих результатов:

Блочно-модульное комплектное устройство в контейнерном исполнении позволяет сократить время монтажа, демонтажа и передвижки (переезда буровой установки). В состав входит следующие модули:

- контейнера КТУ-К;
- системы управления механизмами буровой установки.

Контейнера КТУ-К включает в себя:

- преобразовательное оборудование;
- низковольтное распределительное устройство – шкафы управления для приема и распределения электроэнергии напряжением 380 В, шкафы для управления механизмами системы приготовления и очистки бурового раствора (ЦС).

Экономическая эффективность от внедрения

Эффектообразующим показателем экономической эффективности является сокращение эксплуатационных затрат на обслуживание БУ с ЧРП и АСУТП по сравнению с обслуживанием обычных БУ с синхронными двигателями и терристорным блоком управления. Показатели экономической эффективности следующие: ЧДД – 49 337 тыс. руб. (за срок эффекта – 10 лет), ИДД – 1,4, дисконтированный срок окупаемости – 6 лет.

Предупреждение прихвата при строительстве скважин с горизонтальным окончанием

Р.А. Кушпита (Альметьевский государственный нефтяной институт)

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений скважинами с горизонтальным окончанием. Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки. Данная технология отвечает самым высоким требованиям эффективности и экологии, но существует и ряд проблем, связанных с процессом бурения горизонтальных участков скважины. Опыт бурения горизонтальных стволов показывает, что основной проблемой, приводящей к повышению сроков и стоимости строительства - это аварии, вызванные поломками, прихватом скважинного инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования с последующим оставлением его на забое.

Одной из основных причин прихвата является высокий перепад давлений, возникающий между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым поровым давлением в интервалах пористых и проницаемых отложений, таких как песчаник и известняк. При взаимодействии металла бурильных труб с глинистой коркой бурового раствора в случае прихвата проявляются силы трения и адгезии, составляющие соответственно, 30-20 и 70-80%. Это значит, что основой прихвата при перепаде давления являются силы адгезии, которые, как и силы трения, находятся в прямолинейной зависимости от удельной нагрузки и увеличиваются с ростом последней.

Основные мероприятия по предупреждению прихватов при строительстве скважин с горизонтальным окончанием сводятся к следующему:

- поддержанию гидростатического давления выше пластового при глубине скважины до 1200 м не менее 10%, ниже — 5%;
- использованию буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, малой фильтрацией, вязкостью, СНС, высокими ингибирующими и смазочными свойствами, стабильностью;
- поддержанию липкости глинистой корки не более $1,5 \text{ г/см}^2$ за счет ввода смазочных добавок;
- контролю уровня бурового раствора в рабочих резервуарах, недопущению резких колебаний гидравлического давления при спуско-подъемных операциях;
- контролю температуры циркулирующего раствора на поверхности;

- контролю подвижности бурильной колонны, которая не должна находиться без движения более 10 мин., особенно при вскрытии проницаемых пластов;
- установлению центрирующих элементов вдоль бурильной колонны;
- использованию широкого спектра регулирующих устройств, таких как, ясс, осциллятор, вибродемпферы, вибраторы и т.д.

В связи с этим, разработка технических средств, позволяющих снизить силы трения бурового инструмента о стенки скважины, тем самым предупредить возникновение осложнений и аварий в процессе бурения является актуальной задачей.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института разрабатываются скважинные инструменты, позволяющие снизить коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины, получен патент на полезную модель №96160 «Скважинный осциллятор».

Оптимизация систем видеонаблюдения на буровых с помощью видео кодера

А.Г. Гараев (ООО «ТатАвтоматизация»)

Текущая ситуация

В настоящее время в буровых бригадах ООО УК «Татбурнефть», обслуживающих НГДУ ПАО "Татнефть", МНК, "Татнефть-Самара" ведется видеонаблюдение.

ООО «А» оказывает услуги по сервису «Предоставление видеoinформации при строительстве скважин».

Предоставление видеoinформации Заказчику осуществляется в двух вариантах:

- 1) видеoinформация передается в онлайн режиме на клиентские места "Intellect".
- 2) видеoinформация автоматически ежедневно копируется на внешний переносной жесткий диск. Накопитель доставляют в г. Альметьевск, где с него копируют видеoinформацию на архивный сервер и Заказчик может просматривать доступную ему видеoinформацию через программное обеспечение "Intellect". Архивный сервер может хранит 30-ти дневный архив, после чего информация обновляется .

В большинство случаев для оперативного просмотра инцидентов как: авария, осложнения технологического процесса бурения, соблюдения правил техники безопасности, необходимо ускоренно предоставить видеoinформацию с буровой бригады, для контролирующих служб.

Существующее положение на буровых показывает:

- объем видеoinформации за сутки с одной буровой бригады составляет в среднем 90 Гб., время копирования данного объема видеoinформации составляет 4 часа. А также

размещение данного объема информации на центральный архивный сервер составит 5 часов, что не отвечает требованию ускоренного предоставления видеоматериала Заказчику.

- при использовании канала передачи данных в зонах плохой видимости по технологии ШБД, видеоматериал в онлайн режиме транслируется со скоростью кадр / 5 сек.

Решения данных задач

Для решения данных задач и улучшения качества предоставляемой видеoinформации предлагается установка видео декодера "B1018" на каждую буровую бригаду, что позволит нам сжать объем видеoinформации и улучшить качество передаваемого потока видеоматериала. Видеосервер "B1018" позволяет вести запись и просмотр в режиме реального времени со всех восьми камер при максимальном разрешении "960H" (200 к/с на 8 каналов).

Видео кодер способен передавать видеопоток в форматах сжатия H.264 и MJPEG. Формат H.264 является идеальным для использования видеосервера в среде с ограниченной полосой пропускания, при его использовании достигается наименьший трафик и хорошее качество изображения. Формат MJPEG предназначен для записи и отображения видеоизображения в наилучшем качестве, но при этом требует больших сетевых ресурсов и места на жестком диске при записи.

Таблица 1

Таблица с показателями эффективности.

Операции	Без видео кодера	С видео кодером	Результат
Объем за сутки (Гб.)	90 Гб. (1 диск) 5400 Гб. (60 дисков)	25 Гб. 1500 Гб.	65 Гб экономия 3900 Гб. экономия
Копирования (ч/мин.)	6ч : 30мин.	1ч : 50 мин.	4ч : 40 мин.
Размещение на центральный архивный сервер (ч/мин.)	2ч : 00мин.	0ч : 40 мин.	

Заключение

Сокращение затрат рабочего времени для получения видеoinформации.

С 6ч.: 30 мин до 1ч.: 50 мин. на 4ч.:40 мин.

Улучшения скорости передачи видеoinформации в онлайн режиме по технологии ШБД.

1 кадра / 4 секунды до 20 кадров / в секунду

Снижения объема центрального архивного сервера. С 68 Тб. до 34 Тб.

Сокращения финансовых затрат Заказчика (оплата за объем архивного сервера)

- 1ТБ. = 1024 Гб.

- 34 ТБ. * 1024 Гб. * 12(месяцев) * 13 руб. (стоимость копирования 1 Гб.) = 5 431 296

По данной формуле мы видим, что заказчик будет платить в два раза меньше за предоставления системы хранения данных. Кроме положительного эффекта с точки зрения финансового показателя, есть эффект и в улучшение качества и скорости передаваемого видеоматериала по технологии ШБД. Сокращения времени предоставления видеоинформации для оперативного просмотра инцидентов, для контролирующих служб. Увеличения времени хранения видеоинформации на архивном сервере.

Повышение качества крепления эксплуатационных колонн в скважинах малого диаметра

А.Н. Абушаев (ООО «ТаграС-РемСервис»), Р.Б. Гарипов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Повышение качества крепления эксплуатационных колонн – одна из острейших проблем. От ее положительного решения зависит ресурс скважины, а качество цементирования продуктивной пачки пластов в целом отразится на дальнейшем «поведении» скважины в процессе эксплуатации. Основным показателем оценки крепления скважины является коэффициент крепления скважины. Для повышения качества цементирования скважин необходимо: вскрытие продуктивного горизонта на буровом растворе с параметрами согласно ГТН с вводом кольматанта. Важным условием является подготовка ствола скважины – т.е. качественная промывка ствола скважины (с прокачками ВУС), замена объема перед вскрытием продуктивного пласта. Центрирование обсадной колонны в стволе скважины посредством оснащения соответствующей технологической оснасткой

В качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн используется НТФ, МБП-М, Desco CF, Ника-4. Они обладают сравнительно хорошими вымывающими свойствами по отношению к цементным и буровым растворам. Для цементирования эксплуатационных колонн применяются цементный и облегченный цементный раствор. В продуктивной части цемент - цемент марки РТМ-50ПВ $\rho_{ц.р.} = 1900 \text{ кг/м}^3$ или цемент марки ПЦТ-I-G-CC-I – производства г.Сухой Лог $\rho_{ц.р.} = 1900 \text{ кг/м}^3$, в интервале выше Верейского горизонта облегченный тампонажный цемент с АСПМ 15-20% $\rho_{ц.р.} = 1430 \pm 1530 \text{ кг/м}^3$. Вскрытие продуктивного пласта раствором на водной основе приводит к

его загрязнению и снижению дебитов нефти. На проницаемость формируемой на стенке скважины фильтрационной корки значительное влияние оказывают гранулометрический состав и количество кольматанта, входящего в состав раствора. В качестве кольматанта чаще всего используют фракционный карбонат кальция (мрамор молотый), т. к. он легко растворяется кислотой. В случае если кольматирующая смесь состоит из частиц, значительно превышающих по размеру отверстия пор, то они не смогут сформировать эффективную фильтрационную корку. Частицы размером, значительно меньшим отверстий пор, беспрепятственно проникают в поровое пространство пласта и загрязняют его. Правильное распределение частиц по размерам в составе кольматанта способствует образованию фильтрационной корки с минимальным проникновением фильтрата и твердых частиц в пласт. С помощью ПО BridgeWise Calculator был смоделирован процесс кольматации необходимого горизонта В1. По результатам расчета можно сделать вывод, что для кольматации пласта В1 необходимо применять фракционированный молотый мрамор фракций 2 и 5 мкм. Дополнительной мерой по эффективной кольматации в данных условиях бурения будет прокачивание кольматирующих пачек на основе свежеприготовленного бурового раствора с введенным мрамором в концентрации 80 кг/м³, при выходе пачки на поверхность – оставлять в циркуляции, при условии что плотность пачки равна плотности раствора. Объем пачки должен составлять не менее объема, равным 100 – 150 м открытого ствола (по затрубю). Частота прокачивания: примерно каждые 50-100 м бурения. Используя методы определения оптимального фракционного состава кольматанта в буровом растворе, возможно добиться уменьшения загрязнения продуктивного пласта фильтратом и твердой фазой бурового раствора и снижения вероятности возникновения дифференциальных прихватов без увеличения его концентрации в растворе. Использование цемента РТМ-50 ПВ Обеспечивает расширение тампонажного раствора во время формирования цементного камня (ЦК), повышая прочность контакта ЦК со стенкой скважины и обсадной колонной, улучшая его изолирующие свойства. Температурный диапазон применения от 5 до 65°С. При сохранении всех положительных свойств РТМ-50, отличается пониженной водоотдачей и высокой седиментационной устойчивостью. Позволяет ограничить до минимума проникновение фильтрата тампонажного раствора в пласт, снизить «скин-эффект» и тем самым значительно увеличить коэффициенты нефтеотдачи. Коэффициент качества сцепления цементного камня с использованием РТМ-50 ПВ составил 85,8 %, что говорит о хорошем качестве цементирования. Экономический эффект с использованием цемента Марки РТМ-50 ПВ составил 4млн.520тыс.руб. Использование данной системы цементирования эксплуатационной обсадной колонны, позволит достичь следующих

целей: Уменьшение загрязнения продуктивного пласта фильтратом и твердой фазой бурового раствора. Улучшение показателей сцепления цементного камня с колонной и породой по данным акустической цементометрии за счет увеличения площади контакта цемента с колонной и породой. Предупреждение возникновения заколонной циркуляции за счет кратного уплотнения контакта цемента с колонной и породой. Указанный эффект особенно отчетливо проявляется в случае возникновения значительной гидродинамической нагрузки на цементную перемычку: перепады давлений между пластами, депрессия при вызове притока, гидроразрыв и т.п. Увеличение сроков эксплуатации скважины за счет создания надежной герметичной цементной перемычки между разобщаемыми интервалами.

Изоляция зон поглощения без подъема КНБК

Д.И. Тахбатуллин (ООО «ТаграС-РемСервис»),

З.Р. Ахметзянов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Одними из самых распространенных осложнений при бурении скважин малого диаметра являются, частичное поглощение промывочной жидкости и полная потеря циркуляции. Работы по ликвидации зон поглощений приводят к увеличению сроков строительства скважин на 10-15%. Ранее, для проведения изоляции зон поглощений, производились дополнительные спускоподъемные операции: подъем КНБК, спуск открытого конца для проведения изоляции, подъем инструмента и спуск КНБК для дальнейшего бурения. Интенсивность поглощений возникающего при бурении определяется расчетным путем при проведении ГДИ на 2 режимах. В зависимости от полученного значения определяется необходимость и характер изоляционных работ. Для своевременного выявления и изоляции зон интенсивного поглощения сразу после их вскрытия с целью уменьшения общих затрат на подготовку ствола скважины к креплению. Решение об отмене исследования какой-либо зоны поглощения при наличии конкретных геологических или технологических причин носит исключительный характер и принимается совместным решением Заказчика и Подрядчика. В зависимости от полученного значения коэффициента приемистости зоны определить необходимость проведения изоляционных работ до продолжения бурения, выбор метода изоляций в зависимости от удельной приемистости. Далее на таблице представлены виды работ в зависимости от интенсивности поглощения.

$C' < 0,4$	не изолировать	
При $0,4 < C' < 1$	намыв перед переходом на буровой раствор через ОКБТ или долото без насадок;	опилок и резиновой крошки
При $1 < C' < 1,5$	намыв перед переходом на буровой раствор через ОКБТ (поинтервальный намыв производить через ПГМ-156) или изолировать зону поглощения	опилок и резиновой крошки хим.реагентом Diaseal-M + Кольматант К-3
При $1,5 < C' < 2$	намыв через ОКБТ (поинтервальный намыв производить через ПГМ-156) или изолировать зону поглощения	корд. волокна, резиновой крошки Diaseal-M + Кольматант К-3;
При $1,5 < C' < 2$	намыв с последующей закрепляющей гелцементной заливкой через ОКБТ или ПГМ-156;	корд. волокна, резиновой крошки
При $C' > 2$	произвести изоляцию зоны поглощения с быстросхватывающими смесями (БСС)	использование жидкого раствора сульфата

Представленная технология позволяет повысить эффективность изоляций зон поглощений с коэффициентом приемистости от 1 до 2 (чёлчок) за счет применения Деаселла и кольматанта К-3. В пользу применения данных реагентов свидетельствует факт успешно применили на скважине 2253 ОАО «Татнефтеотдача», что позволило восстановить полную циркуляцию. При аналогичных условиях бурения на скважине 2117 ОАО «Татнефтеотдача» применения осуществлялось, что привело к значительному расходу бурового раствора. Современной альтернативой тампонажных растворов является Диасел-м и кольматант к-3

1) Для снижения затрат предлагаю использовать добавку Diaseal-M. Добавка представляет собой растворимый продукт с высокой водоотдачей. При попадании продукта в зоны поглощения, жидкость начинает уходить из раствора, оставляя растворимую корку на стенках зоны фильтрации.

2) Кольматирующий материал К-3 это растворимый продукт с низкой водоотдачей. Микроволокна К-3 начинают распускаться и кольматировать трещиноватые поры

Применение данной технологий позволяет исключить дополнительные СПО и изоляций зоны путем введения наполнителя, что приводит к сокращению временных затрат до 20 ч.

Расчет экономического эффекта производился следующим образом: средняя продолжительность изоляции зон поглощений в результате применения Diaseal-M сократилась на 15 часов в расчете на одну скважину, что позволяет с учетом транспортных и материальных затрат получить экономию в размере 108 259 рублей. В случае применения данной технологии на 41 скважине Заказчика суммарно

экономический эффект составит 4 438 619 руб. Расчет экономического эффекта по применению Кольматанта К-3 произведен аналогичным образом, эффект на одну скважину 196 585 руб. Суммарный эффект по 5 скважинам составит 982 925 руб. Подтверждением достижимости данного эффекта является успешность применения данной технологии на скважине 2253 ОАО «Татнефтеотдача», что позволило сократить расходы на ликвидацию зон поглощения на 200 тысяч рублей

Выводы:

- Увеличение рейсовой и коммерческой скорости бурения на 4%
- Сокращение срока строительства скважин на 5%
- Сокращение затрат на строительство скважин до 200 тыс. руб.

Сокращение цикла строительства скважин за счет внедрения инновационных технологий

А.З. Ахметзянов (ООО «ТаграС-РемСервис»),

В.З. Хайбуллин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

От бурения зависит дальнейшая жизнь скважины и ее экономический результат. То есть, чем дешевле, быстрее и качественнее бурится скважина, тем больше дополнительной прибыли получает добывающая компания. И тем привлекательнее становится буровая сервисная компания. Уже сегодня стоимость бурения СМД на 20-30% ниже традиционного бурения, но чтобы сохранить это преимущество нужно использовать все резервы.

Одним из ключевых элементов по увеличению инвестиционной привлекательности является сокращение времени строительства скважин. Перед группой специалистов компании «ТаграС-РемСервис» была поставлена задача по поиску резервов снижению времени бурения СМД для Заказчика. Целью проекта является повышение конкурентоспособности бурения и обеспечение роста коммерческой скорости на 10%.

Так, разбив цикл строительства скважин по видам операций, мы выделили наиболее продолжительные работы. Наибольшую продолжительность занимают работы связанные с проходкой и ликвидацией геологических осложнений.

Рассмотрим внедренные мероприятия: 1. Применение долот PDC совмещенных с калибратором позволило увеличить среднюю механическую скорость на 30 %, а также сократить время бурения 1 скважины на 38 часов.

2. Применение немагнитных УБТ позволило производить замер траектории ствола скважины по бурильному инструменту, без подъема компоновки. Сокращение времени на 1 скважину – 12 часов.

3. Применение материала Diaseal-M позволило сократить время на изоляции зон поглощений порядка 30 часов на 1 скважину, за счет исключения СПО, ОЗЦ и РЦМ.

4. Система осциллятор позволил увеличить скорость проходки в горизонтальном участке. Сокращение времени на 1 скважину – 47 часов.

5. Использование циркуляционного переводника PBL позволило сократить 50 часов на 1 скважину, за счет исключения СПО.

В ближайшее время планируем испытать новые материалы по борьбе с поглощением компании «DrilChem».

1. материал FRACSEAL – предназначен для минимизации поглощения в процессе бурения, стабилизации стенок скважины, стабилизации рыхлых песчаных пород, снижения силы трения, снижения вероятности дифференциального прихвата.

2. STOPLOSS – материал для изоляции зон поглощений от частичного до полного ухода жидкости. По сравнению с цементными заливками данные материала значительно сократят время на изоляции зон поглощений.

Следующее мероприятие это использование легкоразбуриваемой оснастки для 178мм обсадной колонны. Которое позволит сократить время на разбуривание оснастки с 6 часов до 0,5 часа за счет оптимальной конструкции оснастки из легкоразбуриваемых материалов.

В текущем году нашло применение цементирующей пробка из цельной резины, которая позволяет сократить время на разбуривание оснастки, за счет полного исключения алюминиевых элементов

В текущем году применили башмак с пластиковой направленной насадкой с поплавковым обратным клапаном и эксцентричной свободновращающейся пластиковой направляющей насадкой для колонны диаметром 178мм. Данный башмак улучшает прохождение колонны в горизонтальных участках стволов.

Применили забойный корректор подачи-демпфер для обеспечения оптимального равномерного нагружения породоразрушающего инструмента осевой нагрузкой, когда движение бурильной колонны в результате трения осуществляется неравномерно, рывками. А также протектор забойный - для амортизации крутильной и осевой вибрации, одиночных крутильных и осевых ударов действующих на долото в процессе бурения

Общий экономический результат данного проекта от внедрения мероприятий по сокращению сроков строительства скважин составляет 5,2 млн. рублей.

По данным мероприятиям были внедрены рационализаторские предложения направленные на сокращение сроков бурения.

Данная работа демонстрирует, как за счет системного подхода можно эффективно решать самые разные и сложные задачи.

Эффективность используемых технологий цементирования эксплуатационных колонн скважин с целью исключения гидропрорыва

С.В. Цымбал (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Несмотря на более чем 60-летний опыт разбуривания месторождений компании ПАО "Татнефть", вопросы качественного строительства скважин остаются актуальными.

В НГДУ «Азнакаевскнефть» при бурении скважин применяются технологии первичного вскрытия продуктивных пластов такие как: упрочнение стенки скважины с помощью МДК «Кварц»; применение мультифазного бурового раствора (МФБР); двухступенчатое цементирование с применением муфты МСЦ; применение высококачественного цемента марки «Г»; включения в конструкцию э/к в продуктивной части УМЦ; применение расширяющегося тампонажного материала РТМ-50. Применение данных технологий при строительстве скважин позволяет сохранить естественную продуктивность нефтенасыщенных пластов.

Оценка зависимости параметра отношения продуктивностей (ОП) по заключению ГИС и фактической показывает, что среднее значение по технологиям значительно ниже расчетной. Одна из причина в том, что применяются тяжелые растворы, где основным компонентом является монтмориллонитовая глина. Среднее репрессивное давление гидростатического столба бурового глинистого раствора для продуктивных горизонтов выше гидростатического на 40-100атм, вследствие высокой их плотности и разности давлений между высоко и низкопродуктивными пластами. Оценочно снижение дебита нефти от репрессивного давления бурового раствора составляет от 1 до 3 т/сут на каждые 10атм. По средним значениям лучше результаты параметра ОП при использовании ПГР с МДК «Кварц» и МФБР.

Мониторинг за первый год эксплуатации показывает, что в некоторых скважинах наблюдается несоответствие продукции скважины нефтенасыщенности пласта, они характеризуются резкими темпами обводнения, чрезмерно высокими $K_{прод}$, что являются признаками заколонных сообщений с неперфорированными пластами. Часть скважин имеет низкие коэффициенты продуктивности, несоответствующие параметру ОП, что свидетельствует о глубоком проникновении фильтратов бурового раствора.

Первая причина зависит от обеспечения качественной крепи цементного камня, особенно при разобщении разнонасыщенных пластов продуктивной части разреза. В продуктивной части, особенно при вскрытии нескольких проницаемых интервалов с различными Рпл, нарушается гидравлическое равновесие, и по мере схватывания цемента в кольцевом пространстве появляются каналы (эффект контракции). По этим каналам начинается переток флюида приводящий впоследствии к заколонному перетоку.

С целью определения их причин специалистами НГДУ и ООО «Бурение» совместно с институтом "ТатНИПИнефть" провели экспериментальную работу по инструментальному изучению качественных характеристик цементного камня. С использованием фрезерного перфоратора ПФ-112 из продуктивного интервала подняты образцы цементного камня: 1) часть образцов разрушена; 2) не разрушенные имеют плотность 1300-1700кг/м³, при использованной плотности 1900кг/м³, т.е. цементный раствор смешан с буровой промывочной жидкостью. По заключению ГИС сцепление цементного камня с э/к, оцениваемое методом АКЦ - хорошее, по методу СГДТ – плотность 1700-1900кг/м³. В коротком интервале (1-2м) различие образцов свидетельствует, что показания ГИС не отражают истинную картину заколонного пространства после цементирования скважины.

Опробован и активно применяется новый прибор АКЦ8С, акустический цементомер спектральный, отражающий внутреннее состояние цементного камня. По результату исследования обнаружили каналы, по которым в пласт «а», имеющего Рпл-11-12 МПа, движется вода с нижележащего водоносного пласта «в,г» с давлением 14-15 МПа.

Принято решение о проведении опытных работ по изменению технологий крепления э/к, определяющим условием которого было создание турбулентного режима. При изменении скорости процесса цементирования – увеличение расхода более 12л/с и применении цементного раствора без каких-либо добавок, получили хороший результат. Факт получения заколонных перетоков с момента изменения технологии цементирования отсутствует. Предложения для повышения качества крепления э/к в интервале продуктивного разреза:

1. Применение современных облегченных буровых растворов при первичном вскрытии (1120-1170 кг/м³), с кольматацией в продуктивной части.

2. Применением в качестве буферной жидкости абразивосодержащего цементного р-ра (АСЦР) для качественной проработки продуктивного интервала и очистки от остатков бурового р-ра перед креплением э/к;

3. Применение облегченных тампонажных растворов (1500-1600 кг/м³) для цементированья заколонного пространства выше продуктивного разреза, что позволит снизить сопротивление подъему тампонажного раствора.

4. Соблюдение турбулентного режима на заключительном этапе процесса цементированья (продавка тампонажного раствора в продуктивной части разреза).

Применение современных технологий теплоснабжения с применением передвижных котельных установок АБМКУ-П-2,0 вместо ПКН-2М

Р.Р. Мохаррамов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В октябре 2010г. управляющей компанией был взят курс на развитие нового для организации вида деятельности, а именно пароснабжение буровых установок, которое производится силами нашей организации. Подача пара необходима для эффективного бурения в условиях низких температур. Данный вид деятельности осуществляется при помощи передвижных котельных установок ПКН-2М. В среднем за отопительный сезон в работе задействуется около 16 передвижных установок. Работы проводятся как на территории республики Татарстан, так и за ее пределами, это Оренбургская область, Самарская область, Пермский край.

Передвижная котельная установка ПКН-2М предназначена для пароснабжения буровых установок (устье бурения, буровой инструмент) и вспомогательного оборудования (емкости с буровым раствором) в условиях низких температур наружного воздуха. В ПКН-2М в качестве топлива используется нефть. Эксплуатация осуществляется в полевых условиях. Пар от котельной поступает как на буровую установку, так и на амбары с буровым раствором, тем самым обеспечивая требуемую температуру среды в помещениях и на инструменте.

В ходе эксплуатации данных установок нами выявлен ряд их недостатков:

1. В качестве топлива используется нефть, что является не рациональным в условиях современного технологического прогресса;

2. Обводненность нефти - причина снижения давления пара на подаче потребителю, что приводит к остановке котельного оборудования до полного удаления воды из топливной емкости, что в свою очередь приводит к потерям времени и метрам буровой проходки.

Использование относительно дешевой нефти (13000 руб/т) в качестве топлива осложняется тем, что:

2.1. Необходимо поддерживать температуру воды на входе в котел на уровне 180 °С;

2.2. Происходит быстрое отложение сажи на поверхностях котла, что снижает теплопередачу и как следствие КПД котла;

2.3. Происходит отложение серы на поверхностях нагрева, что приводит к коррозии оборудования;

2.4. Происходит эрозия поверхностей нагрева в следствие присутствия в отходящих газах абразивной составляющей от несгораемых примесей.

Проведен анализ рынка теплогенерирующего оборудования, на возможность замены существующего источника теплоснабжения для буровых скважин ООО «Бурение». В результате анализа выявлено, что оптимальным вариантом источника пароснабжения является котельная АБМКУ-П-2 МВт (1,1 т/ч). Саратовской корпорации «Professional». Установка комплектуется из современного оборудования, КПД установки достигает до 93%. Устранение недостатков работы на нефти может быть реализовано применением дизельного топлива, свободного от вредных примесей.

Применение дизельного топлива выглядит предпочтительным в свете необоснованных затрат на проведение мероприятий по обслуживанию, необоснованному ремонту и сокращенном сроку службы оборудования, работающего на нефти.

К преимуществам данной установки можно отнести то, что ее можно использовать как источник аварийного теплоснабжения на случай остановок стационарных котельных. АБМКУ-2,0 транспортабельна и подготовлена к быстрому подключению к сетям.

Стоимость 1 установки АБМКУ-П-2,0 составляет – 2132 тыс. руб.

Замена передвижной котельной установки ПНК-2М на парогенератор АБМКУ-П-2,0 МВт обеспечит:

- Возможность работы на дизельном топливе, т.е. исключит из технологического процесса все недостатки работы на нефти;

- Высокий КПД технологического цикла за счет обновления используемого оборудования;

- Возможность использования АБМКУ-П-2,0 как источника резервного теплоснабжения на случаи аварийных остановок стационарных котельных.

Применение взрывовлагозащищённых датчиков на буровых установках

А.Х. Хабатуллин (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Автоматизация технологических процессов оправдывает вложенные в неё средства, но возникают проблемы другого характера. Примером таких проблем для нас послужили применённые не по назначению датчики на буровых насосах фирмы «Генерация». В процессе эксплуатации были выявлены слабые места требующие доработки. Из-за этого буровые бригады вынужденно простаивали и теряли драгоценное время. Была проведена работа по устранению проблем связанных с датчиками на новых насосах УНБТ 1300, но для их устранения на насосах предыдущих серий следует применить комплекс мер.

За время эксплуатации насосов УНБТ-950, СУМН были выявлены следующие недостатки:

- датчики давления, расположены в труднодоступных местах, что влияет на качество и скорость их обслуживания;
- датчики не имеют защиты от внешних воздействий;
- расположены в местах где производятся работы по ремонту двигателя, что приводит к их поломке буровой бригадой;
- некоторые датчики не подходят для данных условий работы, они эксплуатируются лишь потому, что имеют более низкую стоимость, а именно это WIKA OT-1 его стоимость составляет 3864 руб.;
- должны быть приспособлены для работы с абразивными и маслосодержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;
- узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной прочностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя.

Для устранения ранее выявленных недостатков предлагаю внедрить постепенно по мере замены датчики одной фирмы на все насосы. Это позволит всегда их иметь на складе в запасе, а не ездить, искать и заказывать под каждый насос определённые виды датчиков. Сделать кожуха защиты, что в разы сократит вероятность механического повреждения датчика. Перенести датчики в более удобные для доступа места заведомо удалённые от мест постоянных работ и проходов буровиков.

Каждая отрасль предполагает свое исполнение датчика: по функциональности, по помехозащищенности, по присоединению к процессу, по габаритным размерам и т.д. Были выбраны датчики избыточного давления следующих фирм:

Таблица 1

Фирма производитель	Температура окр. среды	Цена	Давление max	Гарантия, лет
WIKA A10	-30...+80	4000 руб.	250-400 бар	10 миллионов циклов нагрузки
DANFOSS MBS 3050	-40...+85	7270 руб.	250-400 бар	10 лет

После сравнения таких критериев как цена, качество, доступность и гарантия от фирмы производителя, выбор пал на датчики фирмы WIKA.

Также требуется произвести монтаж кожухов защиты датчиков и идущих к ним проводов в виде металлоконструкций. На примере насосного блока УНБТ 1300, на котором все датчики стоят с кожухом.

Это позволит сократить затраты на замену довольно дорогостоящих датчиков; времени простоев, связанных с возможностью аварии при работе с отключенными датчиками контроля. Наличие их на складе в запасе, так как насосов 50.

Стоимость закупки датчиков для 1 буровой установки 40 000 рублей, а так же металлоконструкций на 6 000 рублей, в общей сумме это составит 46 000 рублей. Экономический эффект за счёт сокращения расходов, составит около 32700 рублей для одной буровой установки. Эффект также мгновенно возрастает на 400 000 рублей в год за счёт сокращения простоев оборудования благодаря качественным и недорогим датчикам. Срок окупаемости оборудования – 6 месяцев.

Оптимизация работ по бурению оценочных скважин на СВН путем внедрения новых технологических решений

А.С. Ногманов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Компания «Татнефть», являясь первопроходцем в добыче СВН в РФ, перешла от опытно-промышленных работ (ОПР) методом парогравитационного дренажа (ПГД) на Ашальчинском месторождении к промышленной разработке. Принимая во внимание достигнутые успехи и уникальный опыт в вопросах добычи сверхвязкой нефти в РФ, а также налоговое льготирование со стороны государства, в ПАО "Татнефть" составлена Программа освоения ресурсов СВН на период до 2022 г.

В январе наше структурное подразделение приступило к выполнению проекта освоения СВН. Во исполнение протокола совещания Рабочей комиссии Проекта по разработке залежей СВН (Исх.№ 3127/02-23 от 27.11.2014г.) о необходимости оптимизации работ по бурению оценочных скважин инженерной службой были

разработаны и приняты мероприятия о внедрении новых технологических решений в целях увеличения скорости проходки и повышения качества отбираемого керна. С этой целью в декабре 2014г. была закуплена партия нового оборудования, включающая в себя долотья У6-142,9STD-4МС (типа PDC) в количестве 2 комплектов и керноотборные устройства УКС-У-109/67-000-2(4м) в количестве 4 комплектов. В течение декабря 2014г. данное оборудование успешно было опробовано в ходе бурения оценочных скважин на Больше-Каменском, Ольхово-Южно-Чумачкинском, Кармалинском и других поднятиях. В ходе испытаний оборудования была выявлена высокая эффективность и качество буровых работ, позволяющая существенно (на 25-30%) увеличить скорость проходки и повысить выход керна. В течение декабря 2014г. – января 2015г. большинство буровых бригад было обеспечено комплектами нового оборудования У6-142,9STD-4МС (типа PDC) и УКС-У-109/67-000-2(4м). Технологи, буровые мастера и рабочие Цеха буровых работ прошли необходимое обучение и стажировку по работе с новым оборудованием.

С целью предоставления объективного сравнительного анализа по результатам внедрения нового оборудования долотьев У6-142,9STD-4МС (типа PDC) и двойных колонковых наборов УКС-У-109/67-000-2(4м) в Производственно-техническом отделе были произведены расчеты ключевых показателей работы буровых бригад до и после внедрения указанного оборудования. За основу в расчетах приведены данные работы буровых бригад в 4 квартале 2014г. со стандартным оборудованием и первые два месяца 2015г. (январь-февраль) с применением нового оборудования.

Выход керна.

Благодаря применению двухколонковых наборов УКС-У-109/67-000-2(4м) с декабря 2014г. выход керна увеличился в среднем с 93% до 96%, при этом улучшилось качество извлекаемого керна, и сократилась операция расширения ствола скважины под геофизические исследования, так как внешний диаметр устройства составляет 139,7мм, что вполне достаточно для прохождения геофизических приборов.

Среднемесячная проходка по буровым бригадам.

Соответственно применение в бурении долотьев У6-142,9STD-4МС (типа PDC) позволило повысить показатель среднемесячной проходки до 589,1м/мес. по итогам бурения за февраль. Среднее значение данного показателя по итогам 4 квартала 2014г. и за первые два месяца 2015г. увеличилось с 297,8м до 520,9м, то есть на 74,9%.

Положительные факторы:

1. В сочетании с приобретаемым опытом по ликвидации уходов бурового раствора применение нового оборудования позволило значительно повысить производительность

работ по бурению оценочных скважин, выполняя и перевыполняя план оценочного бурения по ПАО "Татнефть" на 2015 год.

2. Принимая во внимание круглосуточный режим работы, увеличение скорости проходки сокращает время бурения скважины и соответственно приводит к уменьшению сопутствующих затрат, а именно расхода горюче-смазочных материалов (дизельное топливо, машинные масла и т.д.), запасных частей (вследствие снижения времени эксплуатации узлов и механизмов).

3. Вследствие малого износа бурового вооружения и увеличению времени службы применяемых новых породоразрушающих инструментов (буровые долотья, колонковые наборы) снижаются затраты на их приобретение.

Вывод. Оценивая в целом, внедренные мероприятия позволили существенно ускорить время проходки оценочных скважин, увеличить вынос керна, что является основной задачей бурения оценочных скважин. Предварительные расчеты показывают, что достигнуто повышение производительности труда на 74,9%, сокращено время на ликвидацию поглощений бурового раствора и соответственно резко уменьшились аварийные ситуации. По результатам внедрения нового оборудования планируется рассчитать экономический эффект и подать заявку на рационализаторское оборудование.

Применение раздвижных гидравлических расширителей путем увеличения призабойной зоны в целях увеличения дебита

Р.И. Ямалиев (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В целях увеличения дебита при бурении скважин на нефть, газ, воду в мировой практике широко применяются «раздвижные расширители», предназначение которых сводится:

1. К увеличению диаметра ствола скважины в необсаженной части в любом интервале.
2. К расширению боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин.

На сегодняшний день наиболее распространены расширители раздвижные гидравлические (РРГ) с приводом от гидравлики циркуляционной системы, что объясняется преимуществами их конструкций. Прежде всего, это возможность оперативного приведения инструмента из транспортного в рабочее положение включением, выключением или регулировкой режимов промывки, а следовательно, и избирательного расширения скважины в любых интервалах независимо от их числа и расположения. При этом появляется возможность пропускать глинистые породы и не

нарабатывать естественный раствор, наличие которого приводит к кольматации продуктивного пласта и общему снижению эксплуатационных параметров скважины.

Раздвижные механические расширители были впервые разработаны в России, а за рубежом в это время отдавали предпочтение нераздвижным конструкциям, состоящим из эксцентричных лопастей, фрез, роликов и цепных звеньев, установленных по боковой поверхности бурильной колонны.

Расширитель состоит из корпуса, толкателя с поршнем, расположенными внутри корпуса. Поршень навёрнут на толкатель, сжимая тем самым пружину, упирающуюся в выступ корпуса, а в толкатель вставлена втулка, фиксирующаяся крышкой. Лопастей, с помощью пальцев крепятся в пазах корпуса, а пальцы фиксируются стопорными винтами. К корпусу на резьбе МК 94*6*1:16 крепятся верхний переводник, имеющий резьбу 3-76 для присоединения к колонне бурильных труб и нижний переводник, также имеющий резьбу 3-76 для присоединения пилот-долота.

Принцип работы расширителей заключается в следующем.

Промывочная жидкость подается по бурильным трубам во внутреннюю полость корпуса. За счет малого диаметра центрального отверстия втулки создается избыточное давление, которое передается на поршень, передающий усилие толкателю, заставляющее его двигаться вниз, сжимая пружину. Толкатель раздвигает лопасти, и они выдвигаются наружу в рабочее положение. Промывка и охлаждение вооружения лопастей производится через пазы корпуса и отверстие пилот-долота.

При прекращении подачи жидкости происходит освобождение пружины и возврат лопастей в транспортное положение.

В работе приводится сравнительная характеристика нескольких гидравлических расширителей различных авторов, модификаций и производителей.

Применение раздвижных гидравлических расширителей при бурении эксплуатационных скважин позволит расширить призабойную зону в интервале продуктивной толщи и увеличит дебит скважин. В целях отработки методики применения раздвижных расширителей при бурении скважин целесообразно опробовать данный проект на одной из двенадцати запланированных скважин с испытаниями. При этом выбор такой экспериментальной скважины разумнее остановить на безводной части залежи, тем самым, исключая прорыв пластовой воды в скважину.

Внедрение принципов процессного управления при организации буровых работ на поднятиях сверхвязких нефтей

Д.Р. Низамиев (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Жесткая конкуренция между производителями – это один из основных факторов развития экономики. Для того, чтобы выжить в конкурентной борьбе за потребителя, предприятия - производители вынуждены непрерывно развиваться, модернизируя процесс производства продукции, выполнения работ.

В рамках современной экономики модернизация подразумевает собой не только внедрение новых материалов и технических средств в процесс производства, но и применение новых методов, принципов управления и сокращение издержек производства.

Процессное управление позволяет рассмотреть процесс производства как совокупность взаимосвязанных видов действий - процессов, выполняемых внутри предприятия. Такой взгляд на деятельность предприятия помогает упорядочить взаимодействие сотрудников, определить количественные и качественные показатели результативности выполняемой деятельности, выявить ответственных за полученные результаты, что в свою очередь ведет к стабильному росту производительности труда, повышению эффективности процесса производства.

В 1 квартале 2014 г., в рамках поэтапного внедрения процессного управления в структуре ПАО "Татнефть", в нашем структурном подразделении проведен ряд мероприятий: проведен ряд совещаний, создана рабочая группа, выделены основные задачи, определена главная цель внедрения процессного управления, сформированы дерево целей, дерево процессов и реестр процессов.

Приоритетным направлением работ, выполняемых в 2014 г., является бурение скважин на Ашальчинском месторождении. В связи с этим, решено начинать внедрять процессное управление в направлении данных работ.

При формировании дерева целей с учетом приоритетности работ в 2014 г. рабочей группой была установлена необходимость описания процесса по повышению производительности труда за счет эксплуатации двух новых буровых установок УРБ 2ДЗ, что является основной целью и основным процессом (процессом 1-го уровня) внедрения процессного управления в 2014 г.

В результате декомпозиции процесса 1-го уровня «Повышение производительности труда за счет эксплуатации новых буровых установок УРБ 2ДЗ» в 1 квартале 2014 была сформирована система, состоящая из 12 процессов.

На основании дерева процессов был составлен Реестр процесса «Повышение производительности труда за счет эксплуатации новых буровых установок УРБ 2ДЗ», где определены и указаны владельцы и потребители процессов, ключевые показатели эффективности (КПЭ) и определена периодичность мониторинга.

Для управления процессами были проведены следующие мероприятия:

- 1) определены участники эскалации;
- 2) определены исполнители контроля;
- 3) назначены аудиторы процессов;
- 4) на каждый процесс заведен паспорт;
- 5) издан Приказ об организации мониторинга процессов;
- 6) запущен мониторинг процессов: собирается и обрабатывается информация о фактических значениях показателей процесса; рассчитывается результативность процесса.

В настоящее время запускается ежеквартальная система мониторинга описанных процессов. Исходя из полученных результатов, будут сформированы корректирующие мероприятия по совершенствованию проблемных процессов и будет запущен цикл Шухарта – Деминга (цикл PDCA).

Мероприятия, выполненные в рамках внедрения процессного управления, позволят аппарату управления осуществлять контроль над выполнением процесса и оценить его результативность, предусмотреть возможные проблемы в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

Проводимые мероприятия способствуют бесперебойной круглосуточной работе буровых бригад, что способствует увеличению объема работ и снижению затрат.

Совершенствование технологии ликвидации зон поглощения при бурении оценочных и других типов скважин на поднятиях СВН

Р.Р. Низамутдинов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Бурение оценочных скважин на поднятиях СВН проходит в сложных по геологическому строению условиях и довольно часто сопровождается осложнениями, вызванными причинами геологического характера. Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

К наиболее распространенным видам осложнений относятся осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления. Поглощение буровых растворов является одним из

самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений весьма значительны, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями буровых растворов.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений промывочной жидкости, можно разделить на две группы:

- геологические факторы: тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);

- технологические факторы: количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др.

Условно, по степени интенсивности, поглощения при бурении оценочных скважин на поднятиях СВН можно разделить на:

- малой интенсивности (циркуляция бурового раствора 60-90%);
- средней интенсивности (циркуляция бурового раствора 30-60%);
- высокоинтенсивные (циркуляция бурового раствора 0-30%);
- катастрофическое (циркуляция бурового раствора 0%, значительные затраты материалов и времени на ликвидацию).

В зависимости от интенсивности поглощения применяются различные методы и способы его ликвидации. Мероприятия по ликвидации поглощения определяются буровым мастером на основе анализа условий текущего осложнения, опыта работы и требований данного регламента.

На опыте установлено, что максимальный эффект при ликвидации поглощений достигается при вскрытии всей зоны ухода бурового раствора, в связи с этим при поглощении, а в особенности полном уходе промывочной жидкости, необходимо при наличии бурового раствора пройти еще 4-5 м от глубины начала ухода.

Наиболее простой способ ликвидации поглощений – намыв наполнителей, он применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности. Способ заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения буровым раствором. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры

наполнителей. Достоинствами способа намыва наполнителей является его простота, возможность использования недорогих материалов.

К существенным недостаткам данного способа относятся:

- вследствие неоднородности получаемых тампонажных смесей, невозможности контроля и регулирования содержания наполнителей, в процессе намыва создаются пробки в местах сужения бурильных труб, что снижает эффективность работ, приводят к непроизводительным затратам и отрицательным результатам;

- ограниченность применения крупных наполнителей (более 20 мм) в зависимости от применяемых технических средств (цементировочных агрегатов и буровых насосов).

И главный недостаток - большие затраты времени и трудоемкость процесса, что может привести к значительному увеличению времени проходки одной скважины.

В связи с высокими требованиями, предъявляемыми к срокам бурения оценочных скважин на поднятиях СВН, широкое применение нашло использование БСС (в частности МЛЗП), основным преимуществом которых является малое (по сравнению с тампонажным цементом) время ОЗЦ. Время ОЗЦ при использовании БСС в каждом текущем случае определяется буровым мастером в зависимости от индивидуальной оценки ситуации, но не должно быть меньше 4 и больше 8 часов. При необходимости, изменение (увеличение) времени ОЗЦ согласовывается с технологической службой ЦБР.

В случае повторной ликвидации поглощения в том же интервале время ОЗЦ не должно быть менее 8 часов.

Предложения по оптимизации затрат времени при строительстве оценочных и эксплуатационных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти

Р.Х. Галиев, Р.Р. Валиуллин (НИС ПАО "Татнефть")

В настоящее время, в связи с льготными условиями, ведется ускоренная разработка месторождений СВН путем бурения эксплуатационных скважин. Скорость строительства скважин является ограничивающим фактором в разработке месторождения.

Цель научной работы: Повышение эффективности процесса строительства эксплуатационных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти в РТ.

Задачи: Провести картирование процесса строительства оценочных и эксплуатационных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти, выявить потери, разработать мероприятия.

С сентября 2014 г. нами проводится исследовательская работа, направленная на оптимизацию затрат времени процессов при строительстве оценочных, эксплуатационных

скважин и обустройства на месторождениях сверхвязкой нефти РТ (выявление потерь, разработка мероприятий).

Блок – «Строительство оценочных скважин СВН»

На этапе монтажа демонтажа буровой установки выявлены потери времени допущенные по причине неравномерного движения МБУ и неподготовленности площадки и подъездных путей до заезда буровой бригады (до 7% от времени строительства 1 скважины).

На выявленные потери разработаны мероприятия:

1. Разработать и утвердить единый годовой сетевой график движения МБУ.
2. За 2-5 суток до заезда буровой бригады комиссия в составе ответственных лиц со стороны Заказчика и бурового Подрядчика должна производить приемку буровой площадки и подъездных путей.

На этапе бурение скважины - частых ремонтов техники и бурового оборудования, нерегламентирования работ по ликвидации геологических осложнений и простоя во время пересменки вахт через каждые 15 суток (до 8% от времени строительства 1 скважины).

На выявленные потери разработаны мероприятия:

1. Усилить контроль за процессом бурения со стороны ЦИТС Подрядчика.
2. Закрепить за буровой бригадой слесаря для проведения ежедневного технического обслуживания и осмотра бурового оборудования и техники.
3. Организовать смену вахт буровой бригады на рабочем месте без остановки рабочего процесса.
4. Организовать установку системы видеонаблюдения (СВН).
5. В суточной сводке отражать корректную и подробную информацию с разбивкой по видам работ и время выполнения по каждой операции.

Блок – «Строительство эксплуатационных скважин»

На этапе вышкомонтажных работ выявлены потери времени по причине перемещения насосных модулей при каждой передвижке внутри куста.

На этапе бурение скважины - простой при наборе воды во время разбуривания цементного стакана после крепления 245 мм эксплуатационной колонны и промывке скважины после спуска щелевого фильтра, сборке КНБК с привлечением дополнительных трудовых ресурсов и автокрана, смене-приеме вахт и перерыве на обед, которые сопровождаются остановкой работ, так как нет подменных операторов-бурильщиков.

На выявленные потери разработаны мероприятия:

1. Определить порядок, схему размещения бурового оборудования, расстановку и перемещение техники на буровой площадке.

2. Предусмотреть копку дополнительного амбара, установку запасной 40 м3 емкости, либо организовать завоз воды во время РЦМ цементного камня под 245мм кондуктор и при промывке после спуска хвостовика.

3. Рекомендовать сторонним буровым подрядчикам укомплектовывать буровые установки кранами-манипуляторами большой грузоподъемности (не менее 0,7т на вытянутый рукав). Данное предложение внести в договора.

4. Обеспечить все буровые бригады подменными операторами-бурильщиками (провести обучение персонала).

5. Оснастить все буровые установки системами видео наблюдения.

Выводы: итого предложено 17 мероприятий, из них внедрено 8, на стадии внедрения находится 9.

Оценочный экономический эффект за период с марта по декабрь 2015 г. от внедрения мероприятий при строительстве оценочных скважин составит 2,7 млн.руб., при строительстве эксплуатационных скважин – 19,4 млн.руб.

Технико-экономическое обоснование зарезки обходного ствола скважины с использованием клина-отклонителя БС-245

Р.М. Хуснуллин (ООО «Перекрыватель», ООО «УК «Система-Сервис»)

Устройства зарезки бокового ствола типа БС применяются для обхода аварийного оборудования в скважине или улучшения продуктивности существующей скважины и позволяют производить зарезку бокового ствола независимо от глубины.

Зарезка бокового ствола производится за одну СПО, что позволяет сократить время зарезки.

В устройство зарезки бокового ствола (БС) входит:

- якорь гидравлический;
- клин-отклонитель;
- комплект фрезеров.

В состав компоновки входит - гибкая труба, УБТ, обратный клапан, ориентирующий переводник и бурильные трубы.

Данная компоновка спускается на проектную глубину и ориентируется геофизическим оборудованием, создается давление в 12-15Мпа для заякоривания (раскрытия профильной трубы), после выдержки в течение 5мин проверяется заякоривание разгрузкой инструмента до 3 тонн. Далее производится срез винта натяжением вверх до 18тн., после чего осуществляется зарезка второго ствола фрезером

от головы клина на глубину 4,5м. После произведения проработки интервала реззки с КНБК: фрезер ФО 200мм+ФР 216мм+ТБПК 127х9,19 (1свеча)+УБТ165 27м+ТБПК – остальное, спускается на бурение компоновка согласно ГТН.

Предварительные испытания клин-отклонителя типа БС-245 для забуривания обходного ствола были проведены на четырех скважинах за пределами республики Татарстан и на скважинах №18504г Восточно-Ленинградской площади и №329 Кутушского месторождения ПАО "Татнефть" где было затрачено 29,33 и 50 часов на реззку обходного ствола.

После запроса информации по затратам при реззке обходного ствола с цементного моста на скважинах ПАО "Татнефть", произвели сравнение технологий, в ходе которого экономия при реззке обходного ствола с клина-отклонителя БС-245 составило – 95%.

Таблица 1

Сравнительные показатели при реззке
обходного ствола с цементного моста с клин-отклонителя БС-245

Средние показатели		
Технология	Затрачиваемое время, час	Затраченные средства, руб.
Зарезка с цементного моста	132,6	3316666
Зарезка с клина-отклонителя БС-245	68	1700833
Отклонение (экономия), %	95,0	95,0

Изоляция кыновских глин при бурении горизонтальных скважин с применением ОЛКС

Э.Т. Ахметшина (ООО «Перекрыватель», ООО «УК «Система-Сервис»)

В условиях высокой выработанности основных запасов нефти в Республике Татарстан актуальным является вопрос их воспроизводства. Значительная доля трудноизвлекаемых запасов находится в девонских отложениях, где традиционные вертикальные и наклонно-направленные скважины будут давать низкие дебиты и попросту не окупят всех затрат.

Для решения проблем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов увеличивается применение конструкций скважин с горизонтальным окончанием.

Как показала практика строительства горизонтальной скважины на девонские отложения, особую трудность, вызванную осложнением, в частности, осыпанием, кавернообразованием, обрушением и прихватом бурильного инструмента, представляет проходка кыновского горизонта, который является покрывшей нефтеносных залежей пашийского горизонта и живетского яруса нефтяных месторождений Татарстана. Представлен глинистыми известняками и мергелями с прослоями глин и песчаников.

Для изоляции кыновских глин были разработаны следующие методы:

- 1) Ступенчатое цементирование скважины
- 2) Расчёт зенитного угла
- 3) Изоляция кыновских глин установкой цементного моста
- 4) Способы изоляции кыновских глин с применением жидких агентов

Все указанные методы изоляции кыновских имеют ряд недостатков и для решения данных проблем была разработана технология изоляции кыновских глин до вскрытия продуктивных пластов с помощью профильного перекрывателя ОЛКС, которое предназначено для перекрытия зон осложнений (поглощения, водопроявления, осыпания, обвалов) и для защиты продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементными растворами, а так же для ремонта технических колонн при бурении скважин.

Основные этапы работ по установке ОЛКС:

1. Проводится каротаж с записью акустического каверномера и РК.
2. Производится расширение ствола скважины роторным способом.
3. Выполняется ГИС. Сопоставив материалы гамма каротажа и каверномеров (до и после расширения) определяется длина перекрывателя, уточняется мера бурильного инструмента и интервал установки ОЛКС.
4. Собирается и устанавливается ОЛКС.
5. Продолжается дальнейшее углубление скважины.

Все этапы работы проверяются давлением и натяжением бурильной колонны. Таким образом, обеспечивается высокая надежность крепления перекрывателя.

Кроме значительной экономии обсадных труб и цемента, технология локального крепления стенок скважин также позволяет:

- сократить энергоемкость и сроки строительства скважин;
- уменьшить число осложнений и аварий при бурении, так как опасные зоны перекрываются сразу же после их вскрытия;
- продуктивный пласт не загрязняется цементным раствором;

– перекрывает зоны осложнений без изменения конструкции скважины.

В "Башнефти" тоже существует проблема прохождения кыновского горизонта при бурении горизонтальных скважин, связанных с двумя несовместимыми зонами:

– кыновский горизонт, сложенный алевролитами, мергелями и глинистыми известняками;

– пашийский горизонт, сложенный проницаемыми водоносными пластами.

Прохождение кыновского горизонта возможно при плотности раствора в пределах более 1,32 г/см³. Дальнейшее бурение пашийского горизонта на растворе с большим удельным весом приводит к дифференциальному прихвату.

ООО «Таргин Бурение» имеет опыт бурения на скважине 1502, где для достижения проектного горизонта было пробурено 4 ствола и затраты на ликвидацию аварий составляет 59 суток.

На скважинах 1507 и 1513 для изоляции несовместимых зон использовали ОЛКС, что обеспечило безаварийную проходку кыновского горизонта и дальнейшее углубление скважин без прихватов, осыпаний и обрушений.

Применение методов неразрушающего контроля для предотвращения использования дефектного оборудования

А. А. Валеев (ООО «Перекрыватель», ООО «УК «Система-Сервис»)

В процессе эксплуатации любого оборудования, в том числе и нефтегазового, оно подвергается колоссальным нагрузкам и происходит его износ. Как следствие, под действием этих нагрузок и износа возникают дефекты основного металла бурового оборудования и инструмента, которые могут привести к аварии на буровой. В свою очередь крупные аварии могут повлечь за собой человеческие жертвы, нанести вред окружающей среде, привести к финансовым потерям и простоям.

Условно дефекты бурового оборудования и инструмента можно разделить на следующие подгруппы:

1. дефекты основного металла оборудования предназначенного для подъема, фиксации, подвешивания и перемещения буровых и обсадных труб;
2. дефекты основного металла тела буровых труб;
3. дефекты резьбовых-герметизирующих соединений труб, долот и переводников.

Указанные дефекты могут быть обнаружены такими методами неразрушающего контроля как: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, магнитопорошковый контроль. Но у них есть свои достоинства и недостатки. Рассмотрим

два применяемых способа контроля на производстве. Ультразвуковая дефектоскопия - это метод является одним из самых распространенных методов неразрушающего контроля.

Основные преимущества и недостатки:

Безопасность для персонала; мобильность – проводится портативными УЗ-дефектоскопами; при высокой точности и скорости анализа, стоимость ультразвукового контроля достаточно низкая. Невозможность получить точные размеры дефекта, поскольку исследование дает только его эквивалентные габариты; сложны для анализа некрупные детали незначительной толщины, а также объекты сложной формы с криволинейной геометрией поверхностей; металлические поверхности требуют предварительной подготовки – очистки от окалины и ржавчины, брызг и других загрязнений.

Магнитопорошковый метод предназначен для выявления поверхностных и под поверхностных (на глубине до (1,5 ... 2) мм) дефектов типа нарушения сплошности материала изделия: трещины, волосовины, расслоения. Магнитные частицы порошка, попадая в поле дефекта под действием электрического тока, намагничиваются и в результате притягивающей силы перемещаются в зону наибольшей неоднородности магнитного поля. Порошинки, притягиваясь друг к другу, выстраиваются в цепочки, ориентируясь по магнитным силовым линиям поля, и, накапливаясь, образуют характерные рисунки в виде валиков, по которым судят о наличии дефекта.

Основные преимущества и недостатки:

Этим методом можно контролировать изделия любых габаритных размеров и форм; относительно не большая трудоемкость; высокая производительность; Сложность определения глубины залегания дефекта; использование дорогих расходных материалов (магнитный порошок, магнитная суспензия).

На скважине №25176 ОАО «ТНП-Зюзеевнефть» 20.08.2014 г. При забое 1191 м проводились работы по установке ОЛКС-216С, произошел слом расширителя РР-180/216П. Затраты на ликвидацию аварии составили 134,8 часа и 3 309,569 тыс. руб. На скважине 21843г НГДУ «Джалильнефть» 10.10.2014г в процессе расширения скважины на глубине 1478 м под установку ОЛКС, произошел слом расширителя РРМ 216/242 по муфте. Затраты на ликвидацию аварии составили 173 часа и 3 954,263 тыс. рублей

Для недопущения подобных случаев на базе нашего предприятия был организован участок магнитопорошкового контроля, который показал большую эффективность в обнаружении дефектов, чем ультразвуковой контроль. С помощью него были найдены дефекты на оборудовании имеющих сложную геометрическую форму, которая не позволяла ранее использовать на них ультразвуковой дефектоскоп. Были разработаны

чертежи для изготовления СОПов; изготовлены специальные образцы предприятия, по которым производится настройка и периодическая перенастройка дефектоскопа для лучшего обнаружения дефектов; были созданы технологические процессы для ультразвукового контроля; организовали рабочее место для проведения магнитопорошкового и ультразвукового контроля. Проанализировав полученные результаты, можно прийти к выводу о том, что только при проведении комплексного неразрушающего контроля бурового оборудования и инструмента можно гарантировать безопасность. Однако, чтобы контроль был выполнен качественно необходимо создания условий для организации рабочего процесса контроля оборудования, включающее в себя устранение всех выявленных проблем. Созданные условия дадут возможность своевременно (на стадии зарождения дефекта) выявлять дефекты в буровом оборудовании и инструменте, и позволят избежать аварий в процессе бурения, исключат лишние затраты на производство и ремонт оборудования, и, как следствие, обеспечат безопасность персонала в процессе бурения.

**Совершенствование технологии спуска и отсоединения обсадной колонны
хвостовика с вращением для обсаживания боковых, горизонтальных и условно-
горизонтальных скважин производства БМЗ ПАО "Татнефть"**

Р.А. Закиров, Р.А. Закиров (БМЗ ПАО "Татнефть")

В процессе бурения скважин снижение стоимости работ является одним из важнейших мероприятий. Это достигается путем сокращения материальных и временных затрат. Однако некоторые внедренные мероприятия подлежат постоянному пересмотру и корректировке. К таким относятся спуск и отсоединение обсадных колонн для обсаживания скважин. В связи с этим, на Бугульминском механическом заводе был разработан и внедрен в производство разъединитель хвостовика диаметром 168 мм, который служит для спуска и отсоединения обсадной колонны-хвостовика для обсаживания боковых, горизонтальных и условно-горизонтальных скважин. Эксплуатация данного оборудования позволяет производить спуск хвостовиков с вращением.

Разъединитель состоит из патрубка, ниже которого навинчен узел герметизации, обойма, ограничитель, седло, центрирующая обойма, корончатая втулка, ствол, срезные штифты, шары и замковые шарики. Нижний патрубок имеет резьбу трубы ОТТМ 168 мм, для соединения со спускаемым хвостовиком. Верхняя часть ствола заканчивается муфтой с резьбой М-ОТТМ 168 мм, для соединения с бурильным инструментом. Узел герметизации поставляется в сборе с разъединителем хвостовика, который на скважине

отсоединяется и собирается в общей компоновке, согласно стандартной инструкции по монтажу. Отсоединение хвостовика осуществляется при помощи шара, сбрасываемого в бурильную колонну, и затем осуществляется прокачка бурового раствора. После посадки шара в седло и увеличения давления до 2,5-3 МПа происходит срез штифтов. Седло продавливается до ограничителя, освобождая замковые шарики. При остановленной циркуляции производится разъединение бурильной колонны от хвостовика. Срабатывание устройства определяется падением давления при вызове циркуляции.

В данной работе рассматривается применение в процессе бурения разъединителя хвостовика, в результате эксплуатации которого снижаются материальные и временные затраты на спуск и отсоединение обсадных колонн для обсаживания скважин.

Бугульминский механический завод ПАО "Татнефть" на сегодняшний день является единственным предприятием в Татарстане, которое освоило производство разъединителей хвостовика. В 2014 году для обустройства Ашальчинского месторождения в адрес Управления по реализации проектов строительства ПАО "Татнефть" было поставлено 35 единиц данного оборудования. В производственном плане завода на первые два квартала 2015 года заложено 222 единицы, 74 из которых уже изготовлены и отправлены Заказчику. Экономический эффект от реализации на данный момент составил 1 564 000 рублей

Изоляция зоны поглощения промывочной жидкости методом установки моста из тампонажного материала, обработанного кольматантом

И.Р. Валеев, М.В. Сулейманов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Для обеспечения высокого качества строительства скважины необходимо уделять особое внимание борьбе с осложнениями при бурении. Поглощения промывочной жидкости являются наиболее распространенными осложнениями, которые имеют место на 80-90 % скважин, законченных бурением. Затраты времени и средств на изоляцию зон поглощений составляют до 80 % от всех затрат на осложнения при строительстве скважин. Явление поглощения представляет собой движение промывочной жидкости из скважины в пласт. Внешне оно выражается уменьшением объема жидкости в приемных емкостях в процессе промывки скважины. Движение жидкости из скважины в пласт происходит при превышении давления в стволе скважины над пластовым. Снижение давления в скважине ниже пластового вызывает обратное движение жидкости – флюидопроявление (в частности водопроявление). Поэтому один и тот же пласт может быть поглощающим и проявляющим.

Непосредственной причиной поглощения в каждом конкретном случае является гидравлическая репрессия на поглощающий пласт и наличие естественных каналов в породе пласта.

Целью данной работы является повышение эффективности борьбы с поглощениями промывочной жидкости. В данной работе мы рассматриваем СБК-ФИБР, который представляет собой модифицированный тампонажный материал и имеет свойства тампонажного камня.

Мы провели анализ, который показал, что данный материал применялся при ликвидации любых видов поглощений.

Опыт применения СБК-ФИБР:

1) ликвидация полных уходов - ЗАО «Санеко»; ООО «Строй-Сервис»-2074, 2026; ЗАО «Шешма-Ойл»; ООО «Нафта-Сервис»-3703, 39007, 10, 3900д, 3762, 40182; ОАО «Азн-Горизонт»; ООО «Славутич»-483, 360г, 3212, 3763, 18038, 18037; ООО «Пакер»-962, 1338; НГДУ «Азнакаевснефть»;

2) ликвидация катастрофических поглощений: ЗАО «Татойлгаз»; ООО «ТН-РемСервис»-243 Урустамакское; ООО «МУН-Технология»-1-Ю-Б, 211; НГДУ «Альметьевнефть»;

3) ликвидация «гофровых» зон -НГДУ «Азнакаевскнефть»; АзнПБР – 6479г, 29364г.

Протокол результатов испытаний от 28.01.2012: температура- 22°C, плотность раствора – 1,78 г/см³, плотность камня – 1,75 г/см³, напряжение (24/48) час при изгибе – 2,1 МПа, напряжение (24/48) час на сжатие – 8,3 МПа.

Технологический процесс по ликвидации зон поглощений включает в себя оперативную работу с технологической и диспетчерской службой заказчика, определение типа поглощения, определение статического уровня, определение интервала осложнений, составление плана работ (согласование с Заказчиком).

Для более детального изучения мы присутствовали при изоляции зоны поглощения на скважине 28901Б НГДУ «Азнакаевскнефть» материалом СБК-ФИБР. На скважине была вскрыта зона поглощения в интервале 1428-1435 м. Необходимое количество материала СБК-ФИБР – 7 тонн, гель цемент – 7,0 тонн, СБК-ТЕХ – 20кг. На скважине расставили тампонажную технику, обвязали ее с устьем и последовательно закачали буферную жидкость тех. воду и СБК-ФИБР ($\rho=1,62-1,65$ г/см³). После закачки тампонажного материала закрыли ПВО и произвели продавку $V=13,5$ м³ из них 1 м³ тех. вода+12,5 буровой раствор. Далее была произведена промывка скважины от остатков цемента.

После ОЗЦ 12 часов произвели разбуривание цементного моста по дополнительному плану работ.

Технология ликвидации зон поглощений с применением материала СБК-ФИБР показала высокую эффективность (около 80 %) при низкой стоимости материала. Был произведен расчет технико-экономической эффективности бурения и строительства скважины с ликвидацией зон поглощений материалом СБК-ФИБР: ЧДД составил 17491 тыс. руб., срок окупаемости 6,7 лет. Экономический эффект был получен за счет оптимизации затрат, снижения технологических операций и простоев.

Технологии повторного использования фонда скважин методом проведения капитального ремонта зарезкой БС, БГС

А.Р. Сафина, И.Р. Насыбуллин (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

В связи с постепенным сокращением объемов бурения рассмотрена возможность использования ранее пробуренного фонда, для вовлечения в разработку недренируемых участков, а так же увеличения срока эксплуатации скважин.

Одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов путём восстановления не рентабельных и бездействующих скважин является строительство боковых стволов (или дополнительных, вторых).

Бурение боковых стволов широко распространяется в регионах с месторождениями нефти и газа, находящимися на поздней стадии разработки.

Рассмотрев низкорентабельный и неэксплуатационный фонд, учитывая критерии подбора скважин для строительства БС, БГС, нами отобраны потенциальных 54 скважины кандидата для зарезки БС и БГС, с ожидаемым приростом 5,1 т/сут. на скважину.

Критерии подбора скважин для строительства БС, БГС подчеркивают актуальность данного вопроса в целом по компании ПАО "Татнефть".

На сегодняшний день в ОАО "Татнефть" строительство БС, БГС осуществляется по двум основным технологиям:

1. Вырезание «окна» с помощью УВУ.
2. Зарезка с «клин-отклонителя».

Проводку ствола, кроме стандартной, возможно выполнять по следующим методам:

3. Повторная зарезка БС, БГС с удалением верхней части хвостовика.
4. Проводка ствола с первоначальным отводом траектории назад.

Данные технологии имеют свои преимущества и недостатки. К преимуществам технологии зарезки с «клин-отклонителя» следует отнести: сокращение времени

вырезания окна с 3-6 сут. до 1 сут., вырезание окна за 1 СПО, отсутствие необходимости установки цементного моста, возможность произвести резкий набор зенитного угла из под вырезанного «окна». Преимуществами зарезки «окна» с помощью УВУ является: применение при отсутствии возможности сориентировать «клин-отклонитель», применение в случае отсутствия цемента за эксплуатационной колонной, вырезание «окна» выполняется вне зависимости от физического состояния эксплуатационной колонны.

В качестве примера первой технологии (зарезка «окна» с помощью УВУ) представлена скважина №9901. Мероприятие выполнено по данной технологии в связи с плохим качеством цемента за эксплуатационной колонной. Также следует отметить, что местность в районе данной скважины представлена неоднородным рельефом и лесным массивом, что осложняет бурение новой скважины.

В качестве примера второй технологии представлена скважина №1615Д, где зарезка выполнена с «клин-отклонителя».

Метод позволяющий использовать первое «окно» зарезки. Речь идет о технологии удаления верхней части хвостовика до «окна» фрезерованием. Данная технология на сегодняшний день в НГДУ «Азнакаевскнефть» не применялась, так как является дорогостоящей.

Проводка ствола с первоначальным отводом траектории назад. Данный метод проводки ствола к намеченной точке забоя, который позволяет уменьшить проходку при зарезке БГС, стал доступным с появлением геонавигации (НДМ), а также расширением растворной программы для бурения скважин малого диаметра. Проводка ствола подобной технологией снижает стоимость строительства горизонтальных скважин.

Вышеперечисленные методы являются достаточно сложными и дорогостоящими в отличии от стандартных БС, БГС, в связи с чем требуют определённой наработки.

На основе технологических показателей произведены экономические расчеты при прочих равных условиях, где видно, что зарезка БС, БГС с «клин-отклонителя» требует меньше затрат чем зарезка с помощью УВУ.

Подводя итоги, следует отметить следующие выводы:

Строительство БС (БГС) позволяет:

- Вовлечь в эксплуатацию недренируемые запасы залежи.
- В условиях сложного рельефа местности и наличия лесного массива, где невозможен монтаж буровой установки, есть выход из положения, используя ранее пробуренный фонд скважин.
- Восстановить скважины, находящиеся в консервации.

- Уплотнить сетку скважин.
- Увеличить продуктивность скважин путем строительства БС, БГС.

Цементирование эксплуатационной колонны 244,5 мм с вращением на скважинах Ашальчинского месторождения СВН

С.П. Куринов (ЛПБР ООО «Бурение»), З.Р. Ахметзянов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Цель данной работы - это повышение степени замещения бурового раствора тампонажным и повышение качества крепления 245 мм эксплуатационной колонны в скважинах Ашальчинского месторождения.

Важнейшим фактором обеспечения герметичности заколонного пространства скважин является повышение степени замещения в нем бурового раствора тампонажным раствором. Для повышения степени замещения, используется технология цементирования с одновременным вращением эксплуатационной колонны.

К основным факторам, повышающим качество цементирования, относятся:

1. Турбулизация потока жидкости в кольцевом пространстве;
2. Центрирование, расхаживание и вращение колонны с целью равномерного заполнения кольцевого пространства цементным раствором, ликвидации застойных зон, дополнительной турбулизации потока жидкости;
3. Использование буферных жидкостей с целью отделения бурового раствора от цементного.

Процесс цементирования эксплуатационной колонны 244,5 мм с одновременным вращением:

1. Перед цементированием обвязать технику с циркуляционной системой буровой для возможности закачки жидкостей через силовой привод;
2. Во время закачки буферной жидкости и тампонажных растворов вращать колонну с частотой 15 об/мин с наблюдением за крутящим моментом. При превышении крутящего момента больше максимально допустимого момента, предусмотренного в зависимости от типа резьбового соединения, прекратить вращение колонны.
3. После закачки жидкости отсоединить силовой привод и установить в колонну продавочную пробку. Перед закачкой последних 2 м³ продавочной жидкости вращение эксплуатационной колонны прекратить.

Наиболее эффективным технологическим приемом, обеспечивающим устранение застойных зон в заколонном пространстве при цементировании, является вращение обсадной колонны. Вращение обсадной колонны в процессе цементирования изменяет

режимы течения жидкостей в заколонном пространстве, способствуя эффективному замещению бурового раствора цементным.

В условиях ламинарного течения (без вращения): весь расход потока буферных жидкостей и цементного раствора протекает по верхней части ствола. Между высокоскоростным потоком цементного раствора и глинистым раствором находится разделяющая их мертвая зона. Вращение колонны в процессе цементирования создает дополнительную турбулизацию потока жидкостей, позволяет поднимать глинистый раствор в зону потока и производить более качественную замену бурового раствора на цементный. Даже при малых скоростях движения раствора, в ламинарном режиме, образованное вращением завихрение в потоке будет способствовать успеху.

С 2006 года цементирование эксплуатационных колонн 244,5 мм производилось в одну ступень (без вращения), коэффициенты качества сцепления цементного камня с колонной K_{15} составляли в среднем 0,68. С 2010 года цементирование эксплуатационных колонн 244,5 мм производили в 2 ступени с использованием МСЦ, при этом коэффициенты качества сцепления цементного камня с колонной K_{15} составляли в среднем 0,48. С 2012 года начали применять технологию цементирования эксплуатационной колонны 244,5 мм в одну ступень с одновременным ее вращением, при этом коэффициенты качества сцепления цементного камня с колонной K_{15} возросли до 0,84, до 0,89 в 2013 и до 0,95 в 2014 году.

Следующим шагом развития технологии цементирования эксплуатационной колонны с одновременным вращением является применение специальной цементировочной головки, которая позволит:

1. Закачивать цементный раствор, минуя циркуляционную систему буровой установки, т.е., цементный раствор, поступает в скважину не через верхний привод, а через колонну и в любой непредвиденной ситуации циркуляционная система останется чистой.
2. Сократит время установки цементировочной (продавочной) пробки;
3. Обеспечит непрерывное вращение колонны в течение всего процесса цементирования.

Выводы

За счет внедрения технологии цементирования с одновременным вращением эксплуатационной колонны, одновременно с сокращением продолжительности строительства скважин значительно повысилось качество цементирования.

Применения расхаживателя колонн для предупреждения и ликвидации прихватов

Р.И. Газизов (ООО «УК «Татбурнефть»), Э.И. Павлов (НГДУ «Елховнефть»)

Бурение горизонтальных скважин в последнее время развивается быстрыми темпами и является методом повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

В 2010 году доля горизонтальных скважин из общего фонда скважин ПАО "Татнефть" составляла 7%, в 2014г. цифра выросла более чем в 4 раза и составляет 30%.

Широкое распространение скважин с горизонтальным окончанием ствола создало новые и усугубило имеющиеся сложности буровых работ, включая вынос шлама из горизонтального участка скважины.

С увеличением угла наклона более 40 градусов выбуренная порода чрезмерно быстро начинает оседать на нижнюю стенку ствола скважины и по достижении критической массы лавинообразно сползает. В результате возникают осложнения в виде частичного или полного перекрытия затрубной части ствола, затяжек и прихвата.

Прихват – это самый многочисленный и тяжелый вид аварий. По оценкам каждая вторая авария в бурении связана с прихватом бурильной колонны, который ведет к значительному росту затрат на бурение. В 2014 году 58% затрат от всех аварий пришлось на ликвидацию прихвата.

Практический опыт и исследования показали, что возможность извлечения бурильной колонны из зоны прихвата по прошествии времени кратно снижается.

Поэтому ценность искусства и опыта проведения работ на буровой при ликвидации прихвата невозможно переоценить. Тем не менее, учитывая требования, риски и стоимость современных буровых работ, одного опыта может оказаться не достаточным.

Так с 2013 года широкое применение в качестве средства для предотвращения потери времени и увеличения затрат на прихват колонны бурильных труб нашла ударная компоновка ЯСС.

Сочетание гидравлического ЯССа совместно с механическим показало свою эффективность при строительстве скважин на объектах ПАО "Татнефть".

Однако на скважинах со сложным профилем и большим смещением наблюдаются проблемы выбора оптимального размещения ЯССа в компоновке для предупреждения прихвата КНБК.

С одной стороны, должно обеспечиваться требование доведения нагрузки на ЯСС для его запуска в случае необходимости; с другой стороны, для увеличения ударного воздействия ЯССа он должен как можно ближе быть расположен к КНБК (возможному месту прихвата).

Подобное противоречие приводит к тому, что на практике ЯСС устанавливают на значительном расстоянии от КНБК – на практически вертикальном участке ствола скважины. При таком размещении ЯССа, в случае прихвата КНБК, эффективность работы ЯССа сильно снижается, т.к. удары ЯССа, хорошо ощущаемые на роторе, гасятся массой протяженной колонны труб от ЯССа до прихваченного КНБК и силами трения.

Для решения данных проблем прослеживается необходимость во включении в КНБК дополнительного оборудования позволившего обеспечить мгновенное перемещение бурильного инструмента вверх и вниз.

В качестве такого оборудования разработан принципиально новый инструмент для борьбы с прихватами – расхаживатель колонн механический. Он устанавливается в помощь ЯССам, ниже их над КНБК.

В мировой практике распространены многояссовые компоновки, когда один из ЯССов ставится непосредственно над КНБК, а второй - основной на вертикальном участке. Я же предлагаю применять РКМ в помощь основному ЯССу.

Размещение РКМ в горизонтальной части ствола позволит увеличить вероятность ликвидации прихвата КНБК (долото, ВЗД, Телеметрия). Техническая характеристика РКМ позволяет наносить удары при меньших нагрузках. Размещение ЯСС в условно вертикальной части ствола позволит увеличить вероятность ликвидации прихвата колонны труб в прихватоопасном стволе с зенитным углом $30^{\circ} - 60^{\circ}$.

Расчет экономической эффективности составлен на примере одного РКМ, взятого в аренду. Источником экономической эффективности будет являться сокращение аварийности при бурении скважин. Планируется снизить эксплуатационные затраты на 9 млн. руб. путем снижения непроизводительного времени за счет сокращения аварий, связанных с прихватом бурильного инструмента.

Планируемый эффект от применения РКМ при строительстве горизонтальных скважин является:

- Минимизация количества прихватов;
- Сокращение непроизводительного времени;
- Сокращение затрат на ликвидацию прихвата

И как следствие сокращение затрат на строительство скважин, что в свою очередь положительно повлияет на всю компанию в целом.

Эффективность применения наддолотного демпфера

Д.А. Миронов (институт «ТатНИПИнефть»)

Демпфер наддолотный ДН-197 предназначен для гашения осевых вибраций, разработан в "ТатНИПИнефть" в сотрудничестве с казанскими учёными ООО НПП «Нефтехиммаш». При бурении карбонатных пород специалисты ООО «Горизонт» столкнулись с вибрациями бурильной колонны, которые снижают ресурс забойной телеметрической системы ЗТС-42ЭММ. Кроме того, вибрации интенсивно разрушают поликристаллические лезвия долот PDC. Для устранения вибраций бурение скв. 4517г Азнакаевской площади проведено с применением ДН-197. Эффективность бурения с ДН-197 проверялось путем сравнения износа долот PDC при бурении скв. 4517г и скв. 461д Первомайского месторождения.

На скв. 461д износ долота по коду IADC определен как 3-7-BT-NG-X-I-RO,NR-LOG (см. рис.1), что означает следующее. Средний износ вооружения внутренних рядов (3), практически полный износ наружных рядов (7). Преимущественно слом зубьев (BT) на торцевой и калибрующей поверхностях (NG) без потери диаметра (I). Также обнаружен кольцевой износ (RO). Долото не пригодно к дальнейшему спуску (NR).

На скв. 4517г износ долота по коду IADC определен как: 1-1-CT-S-X-I-RR-BHA (см. рис.2), что означает следующее. Слабый износ вооружения внутренних рядов (1),слабый износ наружных рядов (1). Преимущественно скол зубьев (CT) на плечевой поверхности долота (S) без потери диаметра (I). Долото пригодно к дальнейшему спуску (RR).

Применение наддолотного демпфера на скв. 4517г показало его эффективность, выразившееся в сохранении вооружения долота 215,9 SKH616 после бурения 685 м. Аналогичное долото после бурения 418 м в скв. 461д изнашивалось до состояния, требующего незамедлительной реставрации. Таким образом, бурение долотом PDC с наддолотным демпфером показало увеличение проходки в 1,64 раза и механической скорости бурения в 1,69 раз в сопоставимом интервале горных пород по сравнению с бурением с долотом PDC без наддолотного демпфера. Инструментальный замер забойной вибрации датчиком телеметрии показал уменьшение вибрации в 10 раз с 2000 ед. до 200 ед. при бурении скв. 4517г с применением наддолотного демпфера.

Экономический эффект на 1 скважину составляет 285 тыс. руб.

Анализ реагентов кислотных растворов для устранения прихватов, обеспечивающих коррозионную стойкость бурильных труб из алюминиевых сплавов

М.В. Кузьмина (институт «ТатНИПИнефть»)

Известно, что республика Татарстан относится к старым нефтедобывающим районам, поэтому ПАО "Татнефть" уделяет большое внимание освоению месторождений высоковязкой нефти на Ашальчинском месторождении. Так, в 2011 году были пробурены 21 горизонтальная скважина, в т.ч. 20 горизонтальных скважин (10 пар) для технологии парогравитационного дренажа, и одна – для пароциклической технологии; в 2012 – таких скважин было 37, в 2013 – уже 53 скважины в т.ч. 5 одиночных горизонтальных скважин для пароциклической технологии.

Как правило, при бурении горизонтальных скважин используется КНБК, в состав которых входят легкосплавные бурильные трубы – ЛБТ – на основе сплавов алюминия. Для освобождения прихваченной бурильной колонны в промысловой практике широко применяется установка в зоне прихвата или призабойной зоне скважины кислотных ванн на базе растворов различных кислот, в первую очередь, соляной кислоты. Однако соляная кислота весьма интенсивно реагирует с алюминиевыми сплавами и её применение в «чистом» виде с алюминиевыми бурильными трубами запрещено нормативными документами. Для установки кислотных ванн в присутствии алюминиевых бурильных труб рекомендуется применение растворов: соляной кислоты, обработанной соответствующими ингибиторами, сульфаминовой кислоты HSO_3NH_2 .

Для анализа скорости коррозии в различных средах используются следующие образцы кислотных растворов:

- образец № 1 - 12% водный раствор соляной кислоты, в качестве базы сравнения;
- образец №2 - 12% раствор соляной кислоты, обработанной ингибитором;
- образец № 3 - 15% водный раствор сульфаминовой кислоты HSO_3NH_2 .

Образцы в виде пластин размером 40x15x2 мм помещаются в растворы HCl различной концентрации.. Скорость коррозии алюминиевых сплавов в растворах HCl и HSO_3NH_2 определяется гравиметрическим методом: определяются массы образцов до и после коррозионных испытаний. На основании этих данных делается вывод о том, какой из растворов кислот наиболее эффективен, т.е. наименее всех реагирует на сплавы алюминия.

Бурение горизонтальных скважин на девонские отложения с применением телесистемы ЗТС-42КК

А.Е. Осоргин (НГДУ «Альметьевнефть»), Т.Н. Хамитьянов (ООО «УК «Татбурнефть»)

Развитие технологий применения горизонтальных скважин для разработки залежей нефти девонских отложений было и остается актуальной задачей для ПАО "Татнефть". Горизонтальные скважины являются средством доступа к запасам углеводородов, которые недоступны без применения технологий горизонтального бурения. В то же время для повышения эффективности разработки месторождений с применением ГТ необходимо детальное изучение особенностей строения эксплуатируемых объектов, анализа имеющейся геолого-промысловой информации, обоснование заложения СГО на разрабатываемых объектах эксплуатации и применение дорогостоящего навигационного оборудования для оптимизации пространственного положения ствола скважин и минимизации возможных рисков их потери. В настоящей работе рассмотрены геологические аспекты применения горизонтальной технологии на девонские отложения, технико-технологические условия проведения СГО, анализ существующих телесистем и выбор конкретной телесистемы для проводки горизонтального ствола скважины.

Терригенные отложения верхнего и среднего девона являются многообъектными. Выделяются группы пластов- коллекторов, индексируемых сверху вниз: D0, D1, D2, D3, D4. Пласты имеют как локальные, так и площадное распространение, содержат от одного до восьми пластов-пересечений. Девонским отложениям характерна высокая неоднородность, сложный структурный план залежей, невыдержанность коллекторов по площади.

В связи со столь сложным и специфическим строением девонских отложений бурение горизонтальных скважин имеет определенные технико-технологические сложности.

Исходя из геологических особенностей технических и технологических сложностей для успешного строительства горизонтальных скважин на девонские отложения необходимо: Геонавигационное оборудование способное проводить каротаж во время бурения со значительной глубиной исследования породы в непосредственной близости с долотом и бурить протяженные участки в продуктивных пластах с небольшой толщиной без выхода из него. Для бурения горизонтальных скважин на девонские отложения можно применить телесистему «Гео Тренд» (гидравлический канал связи) с модулем гамма-каротажа. Но точка замера гамма-каротажа этой телесистемы находится от забоя в 10-12м. При применении телесистемы ЗТС-42 КК и НДМ эти изменения будут видны после 1 м.

бурения после вскрытия пласта. При наличии «мёртвой» зоны (12 м.) прибора необходимо проведение привязочного каротажа, что увеличивает цикл строительства скважины на сутки и в свою очередь приведёт к проработке ствола скважины из-за осложнения ствола в кыновских глинах. Проработка ствола скважины занимает в среднем 3 суток. Используя телесистему ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи возможно по данным гамма-каротажа НДМ определить глубину залегания репера «верхний известняк» и без проведения каротажа спустить эксплуатационную колонну.

Информация, измеренная блоком телесистемой, модулями МГК и НДМ передается по геофизическому бронированному кабелю на ретранслятор, который передает ее на дневную поверхность по беспроводному электромагнитному каналу связи.

Наддолотный модуль – служит для измерения и передачи на «материнскую» телесистему ЗТС-42 ЭМ КК технологических и геофизических параметров, с последующей передачей этих параметров по электромагнитному каналу телесистемы ЗТС-42 ЭМ М на дневную поверхность. Устанавливается в КНБК между долотом и валом ВЗД.

Основная функция НДМ - это проведение гамма-каротажа в реально времени, т.е. во время бурения. Кривая показывает гамма- каротаж, на которой видны переходы между пластами, где отчетливо виден участок прохода пропластка кыновских глин, а также точка входа в девонские отложения.

Для строительства ГС на девонские отложения необходимо применять забойную телеметрическую систему ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи, которая дает возможность принимать сигналот телесистемы при прохождении пластов изоляторов, получать фактические параметры кривизны, а также характеристики пород в непосредственной близости (0,5м) от породоразрушающего инструмента, тем самым сокращая объемы ГИС за счет исключения привязочного каротажа.

Увеличение срока эксплуатации бурильных труб за счет наплавки твердосплавного армирования

И.Н. Сафин (ООО «ТМС-Буровой Сервис»)

В ООО «ТМС-Буровой Сервис» с целью соответствия требованиям международного стандарта инспекции бурильных труб DS1 был организован участок входного контроля.

Во время проведении входного контроля бурильных труб в ООО «ТМС-Буровой Сервис» была выявлена следующая тенденция – отбраковка большей половины труб по причине дефектов замковой части. При этом основная часть труб с несоответствием

замковой части имеет последствия абразивного износа муфты или ниппеля трубы. Вследствие чего они направляются на ремонт восстановлением методом наплавки.

Причина данного явления заключается в увеличении количества скважин, пробуриваемых в наклонном и горизонтальном направлении, что влечет возрастание боковой нагрузки и более интенсивный абразивный износ инструмента.

Для снижения влияния абразивного износа рекомендуются следующие меры:

1. Минимизация боковой нагрузки;
2. Снижение коэффициента износа;
3. Уменьшение величины скольжения замков бурильных труб относительно обсадной колонны.

Далее представлено фото абразивного износа бурильного замка и обсадной трубы. Последствием данного вида дефекта может оказаться

- обрыв колонны
- негерметичность скважины
- аварии по причине слома замка
- аварии по причине слома сварного шва

Одним из наиболее удачных решений данной проблемы является нанесение «дружественных» твердосплавных покрытий с низким коэффициентом трения и высокой твердостью порядка 60 единиц по Роквеллу.

Для подтверждения износостойких свойств материала было проведено исследование по истиранию ASTM G65, где было проанализировано поведение 4х материалов:

1. Обычная сталь;
2. Замковая сталь;
3. Твердосплавная защита первого поколения
- и 4. Современное покрытие Duraband.

Суть опыта заключается в равномерном износе пластины с образцом за счет вращения резинового диска и подачи песка на контактную поверхность. Испытание проводится в течении установленного периода времени, после чего фиксируется значение толщины образца. Таким образом лучшее значение было показано именно современным защитным покрытием.

В качестве схемы нанесения твердосплавных поясков наиболее удачной считается схема с 3мя поясками на муфте и 2мя на ниппеле бурильной трубы, которая обеспечивает полную защиту замкового соединения и доступ для ключа при свинчивании труб в свечи.

Стандартная процедура наплавки включает в себя 4 основных этапа.

Замки, поступившей бурильной трубы, зачищают до металлического блеска. Далее выполняют предварительный нагрев до 250°C, после чего наноситься защитные пояски под слоем газа или флюса. Окончательной операцией является охлаждение в термопинале

с заданной скоростью остывания. Соблюдение всех режимов позволяет исключить диаметральный износ, при условии своевременного ремонта изношенных поясков.

Для освоения нового направления был инициирован проект, в рамках которого была проведена предварительная оценка технологии нанесения защитных поясков, разработан и испытан новый наплавочный материал под условия существующего оборудования цеха, проведены испытания данной проволоки в цехе по ремонту бурильных труб ООО «ТМС-Буровой Сервис». После чего полученные образцы наплавленного покрытия были направлены в сварочный институт США для получения разрешения на наплавку хардбендинга в наших условиях. В настоящий момент завершается разработка технологических процессов армирования, в след за чем будет наплавлена первая партия бурильных труб.

По предварительной оценке, экономический эффект от реализации проекта составит: 10,02 млн. руб. за счет снижения стоимости ремонта в среднем на 1 тыс. рублей и частоты ремонт в 2 раза. При этом необходимо учитывать, что помимо удешевления ремонтных воздействий снижается вероятность аварийности на 4-5%.

Также помимо инициированного проекта по данному направлению было оформлено рационализаторское предложение, где я являюсь автором.

Оптимизация затрат на ликвидацию осложнений при установке ОЛКС

Р.Е. Аликин (НГДУ «Нурлатнефть»)

Главной целью и задачей нефтегазодобывающих компаний на сегодняшний день является снижение временных и материальных затрат на строительство скважин и поиск решения этих задач.

При строительстве традиционных эксплуатационных скважин в процессе бурения довольно часто встречаются зоны осложнений, такие как частичное поглощение или полный уход (катастрофическое поглощение), ликвидацию которых зачастую невозможно произвести без установки ОЛКС. Но для установки перекрывателя необходимо точно знать кровлю и подошву поглощающего пласта.

Традиционно зона поглощения отбивается спуском в скважину гидромеханического пакера (ГМП) и проведением гидродинамических исследований поинтервально через каждые 10м. При таком способе определения зоны необходимы значительные временные и человеческие ресурсы, в чем заключены значительные затраты.

Для уменьшения временных затрат и исключения человеческого фактора предлагается определять зону поглощения путем спуска в скважину специальных приборов ГИС на обычном кабеле.

Это позволит значительно сократить цикл ликвидации осложнения и исключить «человеческий фактор» при производстве работ.

При рассмотрении данного предложения экономический эффект очевиден.

На основании вышеизложенного можно сделать соответствующие выводы – данное предложение: снизит человеческий труд при производстве работ, снизит стоимость работ по ликвидации осложнения, уменьшит продолжительность цикла ликвидации осложнения, а значит и строительства скважины в целом.

Анализ результатов внедрения оборудования для безводной эксплуатации горизонтальных скважин в трещиноватых карбонатных отложениях

З.Р. Ахметзянов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

На сегодняшний день эффективность разработки карбонатных отложений остается совершенно неудовлетворительной. Существующие системы разработки не обеспечивают проектных показателей и остро нуждаются в совершенствовании. Принципиально важным аспектом разработки является проблема быстрого обводнения продукции скважин при заводнении, за сравнительно короткий срок скважины обводняются настолько, что их эксплуатация становится экономически невыгодной. У отдельных скважин, пробуренных в трещиноватых карбонатных коллекторах предельно высокая обводненность продукции наблюдается уже в самом начале периода эксплуатации. В целях снижения обводненности добываемой продукции были разработаны и испытаны различные методы отсечения водоносных интервалов такие как применение пакеров ТАМ, КВАРТ, хвостовика конструкции института "ТатНИПИнефть" с управляемыми секциями, но как показывает практика ни один из способов не дает долгосрочных результатов, а дороговизна и трудоемкость данных методов снижения обводненности дополнительно увеличивают стоимость скважины.

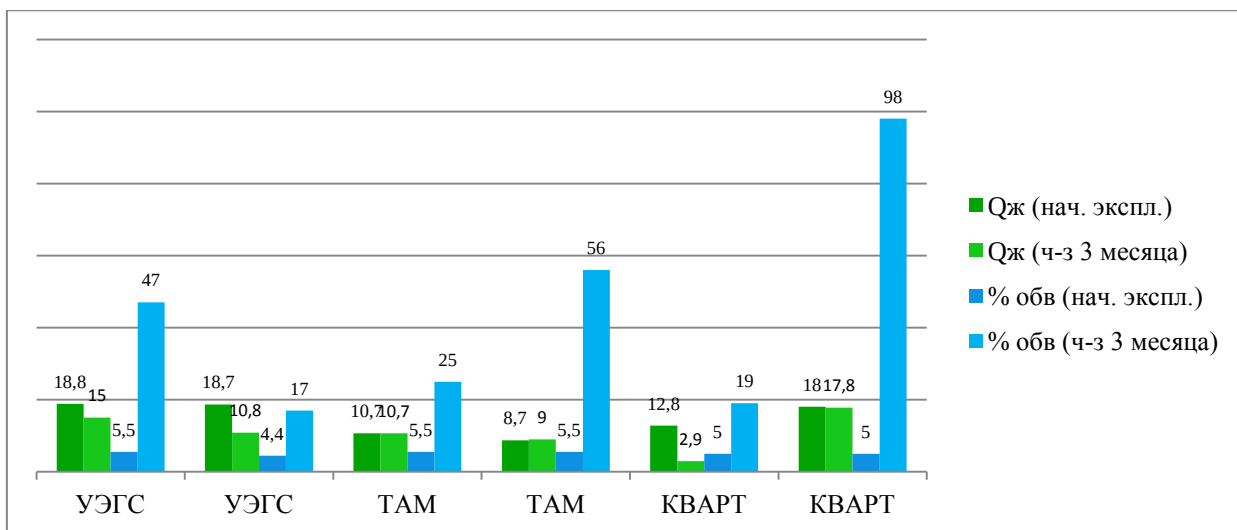


Рис 1. Анализ эффективности методов снижения обводненности

Большое распространение получила технология разработанная для глубокой изоляции разнопроницаемых обводненных зон вокруг горизонтального ствола в терригенных отложениях и трещин в карбонатных коллекторах. Способность водорастворимого полиакриламида изменять во времени свои реологические и вязкостные свойства под воздействием сшивающих добавок позволяет наиболее полно использовать такие особенности разработанного метода как последовательная и избирательная изоляция разнопроницаемых обводненных зон коллектора и трещин различного диаметра и каверны.

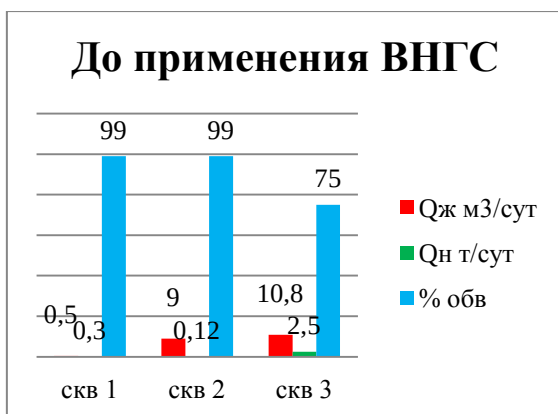


Рис.2. Опыт применения ВНГС.

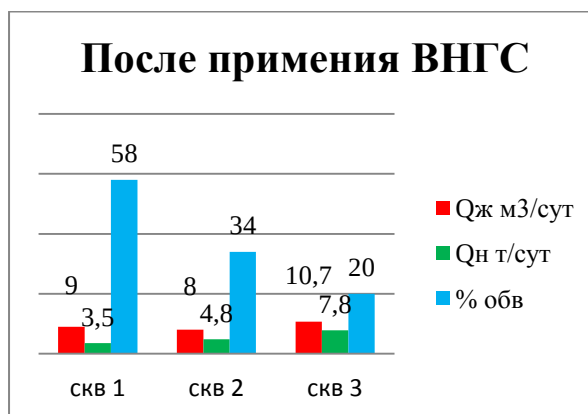


Рис.3. Опыт применения после применения ВНГС.

Использование минеральной составляющей (глинопорошок) усиливает плотность закачиваемой водоизоляционной композиции и увеличивает срок технологической эффективности метода. Механизм действия рабочих агентов сводится к проникновению изоляционной композиции в водоносные (водонасыщенные) зоны пласта и трещины. В результате воздействия сшивающего агента подвижная композиция переходит в

состояние упруго-неподвижного геля, который перекрывает поток воды, идущий из глубины пласта к горизонтальному стволу обрабатываемой скважины.

В целях снижения сроков строительства и стоимости скважин, а также увеличения сроков их безводной эксплуатации предлагаю применение технологии «Водоизоляция в наклонно-направленных горизонтальных скважинах (ВНГС)» непосредственно в процессе бурения скважин, а именно после окончания бурения горизонтального участка спускается и цементируется стандартный хвостовик, после чего производится закачка ВНГС. Таким образом, мы получаем надежную водоизоляцию скважины без применения дорогостоящих и неэффективных способов снижения обводненности добываемой продукции.

Усовершенствование компоновки хвостовика с УЭГС для безаварийного спуска их в скважину

З.Р. Ахметзянов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Технология выработки высоко неоднородных и заводняемых коллекторов с применением оборудования управляемого фильтра для выработки запасов предназначена для эффективного выбора интервалов обсаженной горизонтальной части продуктивного ствола с различными коэффициентами проницаемости по результатам получаемой продукции при помощи оборудования управляемого фильтра конструкции института "ТатНИПИнефть".

Внедрение УЭГС. Работы произведены в два этапа – сначала пробурена и зацементирована 168 мм эксплуатационная колонна, далее произвели бурение горизонтального ствола диаметром 142,9 мм и длиной 348 м. После чего спустили хвостовик на трубе диаметром 114 мм в состав которого входит оборудование управляемого фильтра.

После монтажа компоновки произвели спуск на бурильных трубах ТБПН 89х9,9. При выходе компоновки из эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в горизонтальный открытый ствол компоновка «поплыла» (потеря веса при спуске 5-6 тонн). При дохождении башмака-клапана до глубины 1279 м получили посадку компоновки (предположительно преждевременное раскрытие пакера). При подъеме компоновки до глубины 1179,7 м было зафиксировано резкое увеличение нагрузки на буровом крюке с 32 тонн до 52 тонн (предположительно зацеп нижнего пакера за вторую РП-144 установленную на глубине 1132-1152 м), КНБК оказалась прихвачена.

В рамках ликвидации осложнения произведено расхаживание бурового инструмента прямой и обратной промывкой - без результата. Произведено шаблонирование трубного пространства геофизическим шаблоном (L=70 см, диаметром 50 мм), шаблон дошел до 1115 м. При подъеме шаблона произошла затяжка на 1025 м (при движении вниз сопротивление не возникало) при расхаживании до произошел вырыв из кабельной головки, шаблон остался в скважине. Произвели запись ГК ЛМ на специальном кабеле для отбивки муфт. Произвели запись ГК ЛМ на специальном кабеле для отбивки муфт. Трижды произвели торпедирование муфты обсадной трубы на глубине 1038 м, при расхаживании произошло отсоединение компоновки по ИПГ (разъединительное устройство на голове хвостовика). Голова хвостовика на глубине 718 м, на голове предположительно находятся цанги от ИПГ. Спустили в скважину метчик на правом бурильном инструменте до головы аварийной КНБК навернулись, отломали и подняли часть хвостовика с двумя пакерами. Голова находится на глубине 1037 м пикообразная (диаметром до 143 мм). Спустили колокол 120/103 (диаметром 136) + 80 м СБТ + ЯМБ124 + ЯГБ124 + 50 м УБТ + бурильный инструмент. Сработали – за хвостовик не цепляется, вниз не сбивается. После подъема КНБК – в колоколе 2 куска 114 мм э/колонны (0,5 и 0,3м) и пруток с пластиной от геофизической торпеды (6м). Повторно сработали компоновкой колокол 120/103 (диаметром 136 мм) + 50 м СБТ + ЯМБ124 + ЯГБ124 + 50 м УБТ + бурильный инструмент. После подъема КНБК в колоколе спиралевидный кусок 114 мм э/колонны (0,4 м). Спустили опрессовочное седло + 73 мм НКТ до глубины 1020 м. Опрессовали колонну НКТ на 25 Мпа. Подняли НКТ полностью. Спустили в скважину пакер ПМЗ-140 + ГУК – 112 + 73 мм НКТ до глубины 1016 м. Запакеровались. Произвели установку цементного моста. Закачали в колонну НКТ 2,9м³ тампонажного раствора. Состыковали ГУК с ПМЗ и продолжили закачку оставшихся 1,1м³ тампонажного раствора. Произвели продавку тех. водой V_{пр}=2,9м³. Приподняли колонну НКТ, произвели интенсивную прямую промывку на ЕВС до полного вымывания цементного раствора. Подняли НКТ полностью. В скважине остались – башмак клапан 114 мм + патрубок для обсадной колонны 114/7,4 мм + 1,5 м трубы обсадной колонны 114/7,4 мм. Произвели перебуривание второго ствола скважины. (Спустили и установили БС-146 на глубине 1000 м и перебурили второй ствол скважины в интервале 1000-1280 м). Для исключения повторения подобных осложнений при спуске хвостовика было принято решение заменить 114 мм трубу на НКТ 89 мм.

Плюсами данной замены является:

1. Уменьшение осевых нагрузок на элементы хвостовика;
2. Увеличение кольцевого пространства между стенками скважины и хвостовиком;

3. Уменьшение жесткости спускаемой компоновки;
4. Беспрепятственное дохождение хвостовика до забоя скважины.
5. Снижение материальных затрат на обсадную трубу.

Что позволило снизить жесткость конструкции, тем самым это позволило беспрепятственно допустить хвостовик до забоя, снизить затраты на материал.

Потери на ликвидацию аварии: затрачено времени 566,5 ч., средств 14912974,4 руб.

Вышкомонтажные работы при строительстве буровых установок

А.Е. Осоргин (НГДУ «Альметьевнефть»), В.Н. Егоров (ООО «Татбурнефть»)

В настоящее время ООО «Татбурмонтаж» является одной из крупнейших строительных компаний в вышкостроении Татарстана, любая компания заинтересована в сокращении затрат, для этого предлагаются несколько мероприятий для уменьшения затрат при строительстве буровых установок.

При заземлении бурового оборудования используется авто. техника (бур. сварка), а также затрачивается материал и увеличивается время монтажа. Так как приходится монтировать контур заземления вблизи расположения оборудования на что используется дополнительный материал (труба, сталь круглая) (12 контуров), предлагается использовать заземляющую шину, что позволит сократить материал, использование техники, а также улучшить культуру производства (8 контуров) и заменить кабель марки КГ 3х10+1х6 прокладываемого на жилой городок буровой бригады на СИП 4х25 стоимость которого в 3 раза дешевле и отпадает необходимость троса. (СИП-4 4х25 - провод самонесущий изолированный без несущего элемента, с алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена, соответствует требованиям ГОСТ-Р 52373-2005).

При монтаже и демонтаже рельсовых опор СБУ 3000/170 на площадках буровых установок возникает необходимость заказа авто трапа, тем самым увеличиваются дополнительные затраты. Для сокращения данных затрат предлагается изготовить сани которые можно будет перевозить на бортовом автомобиле.

По вышеизложенным мероприятиям экономический эффект значителен и в данное время ведутся экономические расчеты.

Вывод от данных мероприятий:

- сокращение транспортных затрат;
- увеличение производительность труда;
- увеличение прибыли предприятия;

-отсутствие необходимости дополнительных вложений;

Новые технологии при изоляции зон поглощения

А.Р. Гайнанов (ООО «Таграс-РемСервис»), И.И. Галимов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Одними из самых распространенных осложнений при бурении скважин малого диаметра являются: частичное поглощение промывочной жидкости и полная потеря циркуляции. Работы по ликвидации зон поглощений приводят к увеличению сроков строительства скважин на 10-15%. Интенсивность поглощений возникающего при бурении определяется расчетным путем при проведении ГДИ на 2 режимах. По полученным значениям коэффициента приемистости зоны определяем необходимость проведения изоляционных работ до продолжения бурения. Для изоляции зон поглощения разработали комплекс мероприятий. Так для ликвидации интервала полного поглощения разработали комплекс тампонирующих составов (через ОКБТ), последовательность применения тампонирующих составов следующая. Закачиваем мягкий тампон «ЭКОПОН» через ОКБТ тем самым создаем каркас в зоне поглощения. Далее качаем кольматирующую пачку, формируется изоляционный экран, создается условия для закачки ВУСа. Готовый полимер закачиваем в зону поглощения для крепления наполнителя. В случае частичного поглощения так же разработали ряд мероприятий.

а) Закачка кольматирующих пачек (колматант КЗ).

б) Закачка нетвердеющих изоляционных составов(ввод наполнителя через роторную КНБК).

в) И хотелось бы более подробно рассказать о новом методе изоляции зон частичного поглощения при помощи вязко упругих сшивающих составах закачиваемых через ВЗД.

1) Полимерные пачки создают упругий экран в результате взаимодействия водонабухающего полимера.

2) Обладают хорошей кольматирующей способностью зон.

3) Материал полимиризуется в зоне проведения работ.

4) В процессе полимеризации материал увеличивается в объеме до 20 раз.

5) Материал устойчив к воздействию агрессивных сред.

Технология закачки ВУСов заключается в следующем. Во время бурения вскрываем интервал поглощения. Заранее на скважине заготавливаем ВУС. Закачиваем через рабочую компоновку под давлением. Поднимаем КНБК на безопасную зону. И через 2-3 часа. Допускаем на бурение. Комплекс мероприятий докажет свою экономическую эффективность, позволяя существенно сократить часы, затрачиваемые на СПО, а также

исключить время ожидания затвердевания цемента и разбивание цементного моста, а значит и сокращению временных затрат с 20,1 часов до 5. Расчет экономического эффекта производился следующим образом: средняя продолжительность изоляции зон поглощений в результате сократилась на 15 часов в расчете на одну скважину, что позволяет с учетом транспортных и материальных затрат получить экономию в размере 115 рублей.

Личный вклад: Я провел анализ данной технологии, также я являюсь соавтором рационализаторского предложения.

Основные преимущества данной технологии:

- увеличат рейсовую и коммерческую скорость бурения на 3%;
- сократит сроки строительства скважин на 5%;
- сократит затраты на строительство скважин до 115 тыс. руб.

Адаптация пульсатора «APS Technology» к телесистеме «Geolink

Р.Б. Гарипов (НГДУ «Лениногорскнефть»), И.Ю. Овсиенко (ООО УК «Татбурнефть»)

На сегодняшний день НП ООО «Горизонт» обладает 2 видами телесистем с гидравлическим каналом связи:

1. Это телесистема Geolink как и любые другие телесистемы с гидравлическим каналом связи состоит из наземной части, которая состоит из датчика давления на манифольде, приемного обрабатывающего комплекса и компьютера с рабочей программой. Подземная часть включает в себя инклинометр, источники питания и передатчик создающий импульсы в буровом растворе. Отличием от телесистемы APS является то, что импульс бурового раствора создается «отрицательный» (путем сброса части промывочной жидкости в затрубное пространство через передатчик телесистемы)

2. Телесистема APS Technology компоновка наземной и подземной частей идентична телесистеме Geolink. Отличие состоит в том что передатчик телесистемы APS создает положительный импульс бурового раствора путем изменения проходного сечения передатчика

В докладе так же представлены характеристики измерительных приборов телесистем, а так же их преимущества и недостатки.

В 2011 году компанией «GeneralElectric» занимающейся производством телесистем Геолинк было объявлено о прекращении выпуска телесистем данного типа. На сегодняшний день применение телесистемы Geolink практически невозможно ввиду отсутствия запасных частей для передатчика телесистемы.

В декабре 2014 года было найдено решение данной проблемы и было оформлено рационализаторское предложение «Применение стыковочного устройства СУ-1 для телесистемы Geolink». Адаптер Geolink-APS предназначен для механического сопряжения и электрического согласования измерительного оборудования для каротажа в процессе бурения фирмы *Geolink* (система Orienteer) с передатчиком гидравлического канала фирмы APS Technology.

Функционально адаптер представляет собой двухсторонний преобразователь уровней электрических сигналов, поступающих от передатчика (детектор потока бурового раствора) в измерительное оборудование телесистемы (модуль гамма- каротажа, модуль инклинометра и др.) и соответственно обратных сигналов. Стыковочное устройство разработки компании Научно производственного предприятия «ГеоСпецПрибор» имеет сертификат соответствия. Так же нами был сделан запрос в компанию «ГеоСпецПрибор» и было получено коммерческое предложение на приобретение СУ-1. Стоимость устройства 400 тыс. руб. срок поставки 4 месяца. Приобретение одного стыковочного устройства для проведения промышленных испытаний запланировано на вторую половину 2015 года.

Точные ГРП в скважинах различной конструкцией

А.Ю. Ермошкин (ООО «Татнефть-РемСервис»)

В настоящее время гидравлический разрыв пласта является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышения эффективности разработки продуктивных коллекторов.

В своем докладе отражу основные проблемы для подбора скважин под ГРП, а так же решения этих проблем.

Основные проблемы для подбора скважин кандидатов для ГРП, основываются на следующих фактах:

1. Близость водоносных коллекторов.
2. Расчленённость продуктивного коллектора.
3. Сложность конструкции скважины.
4. Низкие пластовые давления.

Отсутствие решения этих проблем приводят к тому, что много скважин-кандидатов на ГРП исключаются на стадии подбора объектов.

Подбор скважин-кандидатов ограничивает малая толщина непроницаемых перемычек, т.е. имеется риск прорыва трещины ГРП в водонасыщенные коллектора. Одной из наиболее приоритетных направлений для решения данных проблем является оптимизация дизайна ГРП, т.е. создание оптимальных параметров трещины путем изменения реологии жидкости ГРП. Иными словами ограничение высоты трещины ГРП, используя технологию «линейного геля».

Как известно из механики горных пород, увеличение высоты трещины ГРП объясняется контрастом напряжений между коллектором и глинистыми перемычками, то есть, чем меньше эффективное или чистое давление, тем меньше высота трещины.

В результате проектирования в трехмерном симуляторе «Meyer» и на основе множества научных работ, мы знаем, что чистое давление зависит от объёма закачиваемой жидкости, темпа закачки и вязкости геля.

Темп закачки и объём жидкости разрыва являются определяющими параметрами для создания трещины, то для снижения чистого давления я предлагаю уменьшить вязкость закачиваемой жидкости и соответственно повлиять на высоту созданной трещины.

Для примера рассмотрим скважине № 16483 НГДУ «АН». Процесс выполнен без добавления сшивателя в линейный гель (вязкость которого 25-30 сантипуаз) на стадии закачки буфера, что снизило эффективность жидкости разрыва и соответственно изменило геометрию трещины, а именно снижая высоту. Снижение обводненности продукции произошло на 20% а дебит скважины по нефти увеличился на 120%.

Технология «линейный гель» была применена на 36 скважинах. Дополнительная добыча нефти составляет более 31 556 тонн. Экономический эффект составляет 8 745 т.руб.

Личным вкладом является участие в разработке данной технологии, а так же внедрение непосредственно на объектах ПАО "Татнефть".

Применение технологии «линейный гель» дает возможность проведения экономически выгодных ГРП на пластах с малыми перемычками до водоносных горизонтов и расширения области применения гидроразрыва. Количество скважин — кандидатов на проведение ГРП с каждым годом снижается, данный метод становится важным инструментом интенсификации притока нефти и продления экономически выгодного периода эксплуатации месторождения.

Применение защитного фильтрующего модуля на фонде скважин НГДУ «Азнакаевскнефть»

О.Е. Тазов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Засорение рабочих органов глубинно-насосного оборудования является одной из актуальных проблем. На графике 1 представлена динамика ремонтов по причине «прочие отложения на приеме насоса» с 2011-2014гг по ПАО "Татнефть". Не смотря на тенденцию к снижению данного показателя по нашему управлению, в 2014 году произошло увеличение количества ремонтов до 39 единиц.

Основным методом очистки ствола скважин является промывка и применение различных фильтров. Однако применение фильтров не дает значительного увеличения наработки скважин. Проведение же промывок не всегда дает положительного эффекта на скважинах с низким пластовым давлением.

Таким образом, существует проблема очистки ствола скважин с низким пластовым давлением. Задачей данной работы является разработка технологии защиты приема УЭЦН от засорения.

При разборе насосного оборудования выявлялись различные засорения. При проведении исследований в лабораторных условиях выявлено, что различные виды

мусора ведут себя в стволе скважины по-разному. Часть мусора всплывает на поверхность (эпоксидное покрытие, щепки, трава) также плавают на глубине раздела фаз (резина – от перфораторов, башмаков ЭК «пористые») часть остается на дне.

В целях предотвращения засорения насоса плавающим мусором предлагаем под УЭЦН установить защитный фильтрующий модуль.

Применение данного защитного модуля позволит избежать засорения приема УЭЦН плавающим мусором, тем самым снизить количество ремонтов по причине «прочие отложения на приеме насоса».

Данный модуль был внедрен на скважине 2815 ЦДНГ-6, на которой при последнем и предыдущем ремонте было выявлено футеровка НКТ в насосе. На сегодняшний день наработка скважины составляет 217 суток.

Расчет экономической эффективности представлен в приложении 1. Экономическая эффективность внедрения защитного модуля УЭЦН на 1 скважине составляет 116 тыс. рублей. Срок окупаемости менее года.

Проанализировав количество скважин на которых производилось 2 и более ремонтов по причине прочие отложения на приеме УЭЦН были выбраны 8 скважин кандидатов, тем самым экономический эффект составит более 900 тыс. рублей.

По данной технологии подано рационализаторское предложение.

Произвели расчет экономической эффективности который составил чистую прибыль 116тыс.рублей, срок окупаемости менее года. Проанализировав количество скважин на которых производилось 2 и более ремонтов по причине прочие отложения на приеме УЭЦН были выбраны 8 скважин кандидатов, тем самым экономический эффект составит более 900 тыс. рублей.

Область применения данного модуля являются:

1. Скважины, на которых проводилось 2 и более ремонта по причине засорения насоса.
2. Скважины с УЭЦН, где когда-либо применялось защитное покрытие НКТ (стекло, эпоксид и т.д.), при последних ремонтах выявлено засорение «плавающим» мусором;
3. Скважины с УЭЦН, работающие с низкими динамическими уровнями;
4. Скважины с низким Рпл и где происходит поглощение промывочной жидкости.

Результаты исследований физико-химических свойств кислотных композиций и углеводородных растворителей для процессов стимуляции скважин

А.В. Облѐзов (институт «ТатНИПИнефть»)

Метод кислотного воздействия на призабойную зону пласта основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону.

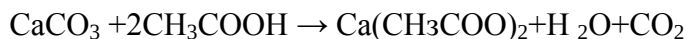
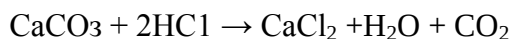
В настоящее время в нефтедобывающей промышленности кислотное воздействие используется для:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды,
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- инициирования других методов воздействия на призабойную зону.

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. При освоении скважин и интенсификации притоков и закачки применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную CH_3COOH , сульфаминовую $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, серную H_2SO_4 , глинокислоту ($\text{HCl}+\text{HF}$) и т. п.

Реакция взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разностями карбонатного коллектора происходит соответственно по схемам:

– с известняками:



– с доломитами:



В лаборатории ОПЗП и ВИР была проведена серия опытов по растворению образцов керна кислотными композициями и изучению их физико-химических свойств.

По результатам лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

- краевой угол смачивания чистого и отработанного растворителя на образцовой поверхности типа предметного стекла практически не изменяется, в отличие от металлической пластины и образца керна, по измерению показателя на поверхности которых можно дифференцировать растворяющие агенты до и после введения в них АСПО. Вероятно, существенное различие между краевым углом «до» и «после» на предметном стекле было бы достигнуто, если бы была возможность измерения так называемого селективного краевого угла смачивания (измерение данного показателя в жидкой среде меньшей плотности, чем исследуемый флюид). Но поиск жидкости с меньшим удельным весом, в объёме которой капля растворителя не растекалась бы и оседала на исследуемой поверхности, представляет собой существенную трудность для проведения эксперимента и подтверждения данного предположения;

- степень растворения образца керна терригенного коллектора колеблется в пределах 0,4-2,4 %, скорость реакции взаимодействия кислотных композиций с породой песчаника существенно (в 3 раза) возрастает при увеличении температуры до 40-60 °С. На открытом воздухе происходит испарение составов на основе глиноукислоты с образованием белого кристаллического осадка;

- ожидаемый эффект от смешения растворителей не был получен. Предполагалось, что смесь химических агентов проявит большую растворяющую активность по принципу аддитивности свойств компонентов, входящих в каждый растворитель по отдельности. Численные выражения степени растворения штатных растворяющих агентов и их смеси мало отличаются друг от друга.

Способ соляно-кислотной обработки призабойной зоны добывающих скважин с применением Колтюбинговых установок

А.В. Сабанов, А.Ю. Ильин (НГДУ «Елховнефть»)

Основной причиной низкой продуктивности скважин является снижение проницаемости ПЗП.

Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, образования стойких эмульсий, отложения смол, парафинов и т.д. В результате резко возрастают фильтрационные сопротивления жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие

на призабойную зону скважин для повышения её проницаемости и улучшения сообразности пласта со скважиной.

Одним из наиболее распространённых видов воздействия на призабойную зону является соляно кислотная обработка призабойной зоны пласта, которая основана на способности соляной кислоты растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) в результате химических реакций. Производится она при капитальном, подземном ремонте скважин, а также при ремонте силами бригад ООО «АктюбинскРемСервис».

При ремонте скважин силами бригад ООО «АктюбинскРемСервис» данный метод ОПЗ (HCL) скважин с карбонатными коллекторами является основным видом работ.

Проведённый анализ показал что успешность производства этих ОПЗ довольно таки высокая. Однако ранее, выполняя аналогичные ОПЗ, таких показателей успешности не наблюдалось ввиду того что процесс технологии производился традиционным способом.

Спустив ГТ с промывкой от 0,5 до 1 м ниже обрабатываемого интервала, закачивался в ГТ при открытой затрубной задвижке объем кислотного состава, равный сумме объемов колонны ГТ и кольцевого пространства в интервале обработки (доводили кислотный раствор до кровли верхнего интервала обработки). Закрывали затрубную задвижку, закачивали в ГТ оставшийся объем кислотного состава, после чего продавливали его в пласт продавочной жидкостью.

Размещение длинномерных без муфтовых гибких труб колтюбинговой установки вне колонны НКТ расширяет возможности способа обработки ПЗП, однако данный способ не позволяет с достаточной эффективностью повышать продуктивность скважины, это обуславливается следующим:

- при проведении СКО ПЗП с применением ГТ по традиционной технологии существует большая вероятность не полного охвата продуктивного горизонта;

- также, существует вероятность поглощения кислотного раствора дренированными зонами пласта, а не работающие участки так и остаются не обработанными.

В связи с невысоким уровнем успешности проведённых ОПЗ на тот момент с применением Колтюбинговых установок, актуальным стал вопрос исправления ситуации, путём изменения процесса производства обработки.

Наиболее перспективным решением поставленной задачи явилось изменение технологии выполнения ОПЗ.

Сущность предлагаемого способа заключается в следующем: производится спуск ГТ по межтрубному пространству до низа скважины с закачкой нефти, далее замена скважинной жидкости на нефть (заполнение скважины). Затем необходимо приподнять низ ГТ до кровли продуктивного пласта. Закрывается скважина. Закачивается в

призабойную зону 0,5-1,5м³ раствора соляной кислоты через ГТ. Далее спускается низ ГТ на 0,8-1,2 м и закачивается 0,5-1,5м³ кислотного раствора. Продолжается данный процесс с закачкой кислотного раствора и спуском гибкой трубы до достижения подошвы продуктивного пласта.

Основным преимуществом предложенного способа является повышение продуктивности скважины, так как:

- снижается вероятность полного ухода кислотного состава в дренированные зоны пласта;
- охват продуктивного горизонта обеспечивается полностью.

Эксплуатационная успешность СКО производимых по предлагаемой технологии выше чем ОПЗ производившееся по традиционной технологии. Данные приведены на основании анализа доп. добычи скважин, выборочно.

Средний прирост добываемой продукции скважин после ОПЗ по традиционной технологии составлял 1,4 т/сут., средний прирост продукции после ОПЗ проведенному по представленному способу составляет 2,6 т/сут.

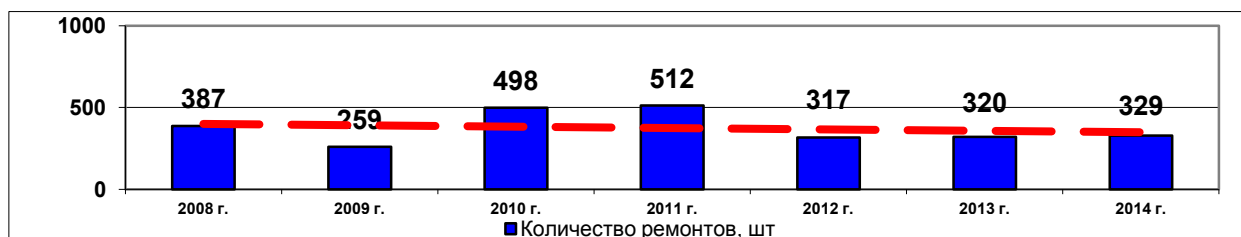
Представленный способ СКО способствует повышению продуктивности добывающих скважин, является эффективным, не требует дополнительных затрат. На основании чего целесообразно в дальнейшем производство СКО по представленной технологии в целом по компании.

Комплекс мероприятий направленных на сокращение затрат по КРС

И.И. Гыймадиев, Р.Ф. Гинатуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

Проведение капитального и подземного ремонта скважин является важным фактором в стабилизации уровня добычи нефти и поддержании фонда скважин в работоспособном состоянии. На сегодняшний день, как и во всех НГДУ в нашем управлении ведется работа по снижению стоимости и продолжительности ремонта скважин. Целью нашей работы является поиск решений по оптимизации затрат на КРС.

По проведенному анализу можно сказать, что в НГДУ за последние 3 года капитальные ремонты остаются на среднем уровне и составляют 322 штуки в год.



Согласно инвестиционному портфелю по КРС на 2015 год запланировано 273 ремонта, в том числе: внедрение установок типа ОРЭ – 20 скв.; герметизация э/к – 82 скважины.

Проанализировав основные операции при внедрении ОРЭ силами КРС, среднее время на ремонт составит 132 часа.

Операции	Время, час
Переезд, монтажные работы + пусковая + подъем ГНО	15
Шаблонировка, опрессовка Э/К, перфорация, завоз-вывоз ГНО	15
Подготовка к внедрению ОРЭ (СПО СКМ + Шаблон + ПРО)	8
Проработка Э/К, промывка , подгонка и посадка пакера	9
Освоение нижнего и верхнего пласта	20
Срыв пакера, подъем компоновки, завоз-вывоз ГНО	11
Внедрение ОРЭ, сдача скважины, демонтажные работы	54
ИТОГО:	132

С учетом среднего 1 бр./часа за 2014 год (7 610 рублей) средняя стоимость ремонта составит более 1 млн. рублей (1 004 тыс. руб.).

Рассмотрев основные операции при герметизации э/к силами КРС, общее время составляет в среднем 243 часа, со средней стоимостью 1 млн. 849 тыс. рублей.

Операции	Время, час
Переезд, монтажные работы + пусковая	6
Подъем ГНО, завоз-вывоз ГНО	11
Спуск СКМ + Шаблон + ПРО, проработка Э/К, промывка	16
Опрессовка Э/К, определение Q, подъем компоновки с гл. спуска	11
ОВТ	16
Исследование Т, СТД, ДГД	12
Работа по герметизации скважины	150
Внедрение ГНО, сдача скважины, демонтажные работы	21
ИТОГО:	243

В целях оптимизации затрат и сокращения продолжительности ремонта перед внедрением установок типа ОРЭ предлагаем производить только подготовительные работы силами КРС ООО «Таграс-РемСервис», т.е после подъема ГНО, производим шаблонировку, опрессовку э/к , делаем перфорацию и спускаем компоновку СКМ + Шаблон + Пакер ПРО, прорабатываем интервалы, промываем э/к и сажаем пакер для освоения верхнего и нижнего пласта (с РН). Бригада КРС демонтируется и переезжает на другую скважину. Без бригады КРС осваиваем пласты. Вторым подходом встает бригада ПРС, которая поднимает пакер и внедряет оборудование ОРЭ.

Оптимизация затрат при герметизации э/к в предложенном нами способе состоит в следующем: подготовительные работы (разведку) производятся силами бригад ПРС, т.е после подъема ГНО, спускают компоновку СКМ + Шаблон + Пакер ПРО, производят проработку, промывку э/к, опрессовку э/к, определяют приемистость. Во время ОВТ

поднимают компоновку, спускают воронку (500м), демонтируется и переезжает бригада ПРС на другую скважину. Без бригады исследуем скважину методом Т, СТД, ДГД (исследование заказывает бригада КРС). Вторым подходом встает бригада КРС, поднимает воронку и производят работы по герметизации э/к со спуском ГНО.

Как видно экономический эффект при подготовительных работах с использованием силы бригады КРС и непосредственном внедрение ОРЭ бригадой ПРС затраты оптимизировались и составили на 1 скважину 291 560 рублей, а с учетом объема внедрения на 20 скважинах согласно инвест. портфеля составит 5 млн. 831 тыс. рублей.

Экономический эффект при герметизации скважины с использованием подготовительных работ силами ПРС составит 179 141 рублей на одну скважину. С учетом объема внедрения 82 скважины составит 14 млн. 689 тыс. рублей.

В период с 3 по 4 квартал 2014 года был опробован метод включающий в себя подготовку скважины к герметизации (разведку) силами цеха подземного ремонта скважины и получен экономический эффект по 3 скважинам 664 тысячи рублей.

Объем внедрения ОРЭ легким КРС (бригадами ПРС) в 1 квартале 2015 года – по 6 скважинам экономический эффект составил более 7 млн. 500 тысяч рублей.

Таким образом, предложения уже показали свою эффективность и их внедрение очень актуально и важно в масштабе всей компании. Были написаны и поданы несколько рационализаторских предложений. Суммарный экономический эффект за условный год от внедрения предложенных способов может составить более 20 млн. рублей.

Повышение эффективности подземного ремонта скважин путем внедрения системы процессного управления и ключевых показателей эффективности (KPI)

М.А Мальковский, А.В.Абакумов (НГДУ «Альметьевнефть»),

А.Е. Журнов (НИС ПАО "Татнефть")

Снижение продолжительности и стоимости ремонта скважин требует постоянного поиска и внедрения новых современных инструментов и подходов в области подземного ремонта, направленных на повышение эффективности работы бригад, улучшение культуры работы и сокращение затрат на проведенные ремонты.

В результате в 2014 году в ЦПРС внедрен ряд направлений, направленных на повышение производительности труда, в т.ч. процессное управление. Для внедрения процессного управления в области ПРС в 2014 году было инициировано открытие проекта, сформирована рабочая группа, формализован ряд документов – устав проекта, календарный план и цели проекта.

Для рациональной загрузки специалистов были определены наиболее проблемные процессы. По каждому из них разработаны паспорта с подробным описанием процесса, участников задействованных в них, и определены показатели их эффективности. Для качественной оценки их достижения разработана система мониторинга и аудита результативности процессов, на основании которой производится периодический контроль и принимаются корректирующие действия по нерезультативным процессам.

В целом в 2014 году по сравнению с 2013 годом средняя продолжительность ПРС сокращена на 16,4 %, стоимость – на 3,3 %. На 16,6 % увеличено количество ремонтов. С шестого до четвертого повышено место НГДУ в рейтинге Инженерного центра в области ПРС.

Коллегиальная экспертная оценка специалистов служб, отделов и цеха указывает - доля влияния на снижение продолжительности от реализации проекта по внедрению процессного управления составляет 27% или 4,3 часа от достигнутого эффекта, что позволило сделать дополнительно 49 подземных ремонтов скважин без наращивания мощностей

В целом система процессов в области ПРС состоит из 32 процессов, из них 65 % (21 шт.) стабильно результативные, 28 % (9 шт.) эпизодически показывают нерезультативность и оставшиеся 6 % - это 2 процесса, которые вывести на стабильную результативность в 2014 году не удалось, несмотря на принимаемые меры и реализуемые мероприятия.

Для выправления сложившейся ситуации по нерезультативным и эпизодически нерезультативным процессам, вовлечения персонала в процессное управление, а также для дальнейшего развития системы процессного управления и повышения эффективности работ необходимо было пересмотреть существующую систему мотивации, разработать и внедрить новые методы, которые позволили бы без приложения дополнительных усилий оценивать эффективность работы каждого специалиста. В результате было принято решение о внедрении системы оплаты труда на основе ключевых показателей эффективности (KPI) для каждого из участников, которая позволяет поставить переменную часть зарплаты – бонусы и премии в зависимость от результатов работы самого сотрудника или всей компании в целом.

KPI это не только метод оценки персонала, но и инструмент позволяющий укреплять системы материальной мотивации, транслировать сотрудникам цели и приоритеты компании, без приложения дополнительных усилий оценивать эффективность работы всей компании.

Для внедрения KPI инициировано открытие проекта. В рамках внедрения проекта ряд специалистов НГДУ прошел обучение по технологии разработки KPI для

специалистов разных направлений деятельности. Сегодня, сформирован состав рабочей группы из числа специалистов НГДУ и ЦПРС, разработан ряд постановочных документов – устав проекта, календарный план и цели проекта.

В рамках проекта, на сегодняшний день, в ЦПРС в режиме апробации проходит испытание система оценки специалистов технологической службы цеха – для каждого технолога разработаны индивидуальные показатели эффективности (т.е. те конечный результат которых «напрямую» зависит от деятельности специалиста), определены значения эффективности, коэффициент значимости каждого из показателей и ответственные за оценку. По результатам работы в первом квартале текущего года была проведена оценка выполнения установленных индивидуальных показателей. Получены результаты в виде % эффективности каждого специалиста.

При проведении сравнительной оценки системы КРІ с существующим положением по стимулированию технологической службы можно отметить, что показатели не сопоставимы. В первую очередь это обусловлено тем, что существующая система опирается в основном на групповые показатели в который размыты зоны ответственности в следствии, чего сложно оценить эффективность или вклад каждого специалиста. Разработанные же КРІ позволяют без приложения дополнительных усилий оценить эффективность работы каждого из технологов. В дальнейшем в рамках реализации проекта планируется разработать КРІ для каждого из работников, включая линейный персонал – операторов и слесарей ЦПРС.

Использование реагентов разработки ООО «Татнефть-ХимСервис» в процессах КГРП

Е.А. Акзигитов (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти, который можно проводить на любой стадии разработки месторождений является проведение процесса кислотного гидроразрыва пласта (КГРП). Процесс основан на растворении карбонатных пород с образованием трещин в глубине породы. Трещины могут достигать в длину от нескольких до сотен метров, что в свою очередь обеспечивает дополнительный приток нефти.

В процессе КГРП под давлением в скважину последовательно закачивается высоковязкая жидкость и раствор соляной кислоты. Высоковязкая жидкость образует магистральную трещину и заполняет каверны и естественные трещины с высокой проницаемостью. Закачиваемый раствор соляной кислоты разъедает породу вдоль

направления трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые уже заполнены гелем.

В настоящее время на объектах ОАО «Самаранефтегаз» (ОАО «Роснефть») идут активные работы по проведению технологии КГРП силами ООО «Татнефть-Лениногорск-РемСервис». Лабораторией ООО «Татнефть-ХимСервис» проводятся тесты на подбор и совместимость кислотных составов с нефтью конкретной скважины для обеспечения наилучшего эффекта после проведенной обработки.

Для проведения КГРП на объектах ОАО «Самаранефтегаз» на данный момент используются следующие иностранные реагенты.

1. Стабилизатор железа. Используется для снижения содержания железа в кислоте, преобразуя трехвалентное железо (Fe^{+++}) в двух (Fe^{++}).

2. Противоосадочная добавка. Используется для исключения возможности образования осадка, который может вызвать кольматацию пор.

3. Деэмульгатор. Добавляется в жидкости для ГРП с целью предотвращения образования эмульсии в порах породы.

4. Загеливатель. Предназначен для увеличения вязкости кислотного состава с целью продления скорости реакции кислоты с породой.

Целью данной работы явилось проведение исследований по подбору и дальнейшей замене иностранных компонентов на химреагенты, которые можно производить на своих мощностях.

Тестирование кислотных составов на совместимость с нефтью проводится согласно методике НК Роснефть.

Критерии, которые служат для получения качественного конечного результата, приведены ниже:

- тест должен был выполнен в течение 72 часов после отбора разгазированной нефти (не менее 3 литров);
- проба не должна быть загрязнена реагентами, используемыми в процессе промысловой подготовки нефти;
- проба кислоты должна соответствовать параметрам, прописанным в методике;
- при тестировании состава на стабильность не должно быть признаков разделения фаз, помутнения с изменением цвета или осадкообразования;
- тест будет считаться пройденным при отсутствии осадка, эмульсии или выпадении каких-либо примесей.

Данные критерии учитывались и при разработке новых реагентов. Накопленный опыт и определенные знания позволили наиболее точно подобрать компонентный состав реагентов для КГРП и предложить равноценную замену иностранным химреагентам.

Разработанным реагентам были присвоены следующие наименования:

- Стабилизатор железа ТНХС-ВЖ;
- Антикоагулянт – ТНХС-AS1, ТНХС-AS2;
- Деэмульгатор – марки ТНХС ДЭ-409, ТНХС ДЭ-410.

Успешность теста оценивается по отстою; проливу; отсутствию стойкой эмульсии и механических примесей на сите.

Наличие нескольких наименований в линейке химреагентов для КГРП, а также дальнейшее углубленное изучение данного вопроса, позволит более гибко подойти к подбору и определению концентрации для конкретной скважины, а следовательно, Заказчик получит результат, который его удовлетворит.

Результаты предварительно проведенных лабораторных испытаний можно считать успешными. На всей нефти, которая тестировалась, новые реагенты давали аналогичный результат, что и зарубежные реагенты. Новая линейка реагентов для КГРП позволяет провести более гибкий подбор кислотного состава, получив именно тот результат, на который рассчитывает Заказчик. Стоимость новых реагентов в 2-3 раза дешевле западных аналогов, что в создавшейся политической и экономической ситуациях играет большую роль. Возможный экономический эффект от замены иностранных химреагентов на реагенты серии ТНХС составит более 20 млн. руб.

Оптимизация технологического процесса по установке песчаного моста

Л.Ш. Сахаватов (ООО «ТаграС-РемСервис»), А.В. Сабанов (НГДУ «Елховнефть»)

Целью данной работы является сокращение продолжительности и стоимости ремонта и обеспечение дополнительной прибыли цеха ККТ. Для достижения поставленной цели реализуются следующие задачи:

- сокращение продолжительности работ по отсыпке забоя песком;
- упрощение технологических операций;
- освоение дополнительных объемов.

Существует несколько способов по отсыпке забоя скважины песком либо проппантом. Один из таких способов это намыв песчаного моста спуском НКТ. Средняя продолжительность такой операции составляет 27 часов стоимостью 200 тыс.руб.

Недостатком данного способа отсыпке забоя является:

- первое это - низкая точность установки;
- второе - повторные работы по намыву и вымыву песка, связанные с неточностью отсыпки;

- в третьих - большое время ожидания оседания песка;
- что в свою очередь приводит к удорожанию ремонта.

Для установки моста так же применяются ВТЖ, используемые силами «ТНГ-Групп». Принцип действия такого ВТЖ основан на открытие клапана за счет энергии взрывных зарядов. Средняя продолжительность такой операции составляет 10 часов стоимостью 184 тыс.руб.

Преимущества данного метода это:

- высокая точность установки;
- низкая продолжительность;
- установка и отбивка моста производится одним экипажем;
- так же исключается время оседания песка (проппанта).

К недостаткам относятся:

- высокая стоимость проведения отсыпки за счет применения взрывчатых веществ;
- низкая вместимость контейнера, которая составляет 20 литров, что в пересчете на 5" э/к высота установки будет составлять 1,5м.

Для проведения подобной операции цехом ККТ «***» была доработана и внедрена в работу механическая желонка, использовавшаяся в прошлом для заливки забоя цементным раствором.

Преимуществами данного метода стало:

- так же высокая точность установки;
- низкая стоимость за счет применения простого механического устройства;
- большая вместимость контейнера (140 литров), что в пересчете на 5" э/к высота установки будет составлять 10 м;
- и так же исключение времени оседания песка (проппанта).

Помимо преимуществ есть и недостатки у данного метода это:

- привлечение второго экипажа для отбивки моста по техническим причинам;
- к тому же имеются случаи не срабатывания механизма в сильно загрязненных скважинах.

Проведя оценку стоимости и продолжительности работ по применению всех технологий за 2014 год, определили, что экономический эффект для Заказчика в лице НГДУ составил более 17,1 млн.руб. и снижение нахождения в ремонте скважин на 1200 часов, что в свою очередь тоже приводит к обеспечению доп.добычи нефти.

Экономический эффект для цеха ККТ составил за этот период порядка 1 млн.рублей в виде прибыли.

На основании проведенного анализа выявлено, что применение механической желонки позволяет:

- кратно сократить продолжительность технологической операции;
- исключить непроизводительное время при КРС;
- и снизить стоимость операции.

Применение данной технологии для цеха ККТ на 2015 год в перспективе:

- составляет 550 скв.операций;
- экономический эффект при этом для заказчика составит 78 млн.руб.;
- снижение времени нахождения скважин в ремонте составит 5500 час;
- и обеспечит дополнительную прибыль для цеха ККТ в размере 4,5 млн.руб.

В сравнении с установкой моста силами РемСервиса снижена продолжительность одной операции в среднем на 10 часов, а в сравнении с «ТНГ-Групп» годовой эффект в экономии средств для заказчика составляет более 17 млн.рублей.

Личным вкладом в данную работу явилось:

- модернизация устаревшего ЖТС;
- испытание и внедрение его в работу;
- участие в разработке регламента по отсыпке забоя.

Способ приготовления облагороженной жидкости при ремонтных работах в нагнетательных скважинах НГДУ «Бавлынефть»

Л.С. Зиянгареев (НГДУ «Бавлынефть»)

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке нефтяной залежи.

Известен способ разработки нефтяного месторождения, при котором ведут закачку рабочего агента через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. При этом на устье нагнетательной скважины на нагнетательной линии размещают диспергатор, способный измельчать твердые взвешенные частицы в рабочем агенте до размеров менее размеров пор коллектора продуктивного пласта. В этом случае твердые взвешенные частицы способны проникать в пласт без кольматации или с существенно меньшей кольматацией призабойной зоны нагнетательной скважины. Диспергированию подвергают рабочий агент с твердыми взвешенными частицами. За счет диспергирования измельчают твердые взвешенные частицы, находящиеся в рабочем

агенте, до дисперсности в пределах 1- 5 мкм. При этом давление на устье нагнетательной скважины при диспергировании и закачке рабочего агента поддерживают в пределах 2 - 10 МПа, а расход рабочего агента поддерживают в пределах 180 - 360 м³/сут.

В предложенном способе решается задача использования при ремонте скважины жидкости, закачиваемой в системе ППД, вместо технологической жидкости, подготовленной на УПТЖ, без использования автоцистерн.

Задача решается тем, что в способе приготовления облагороженной жидкости при ремонтных работах на нагнетательной скважине для приготовления облагороженной жидкости на устье скважины с применением воды из водовода, а также для разрушения твёрдых взвешенных частиц (ТВЧ), устанавливается устройство «Устьевой эжектор для подготовки технологической жидкости» (УЭПТЖ). Данное устройство устанавливается перед емкостью цементирующего агрегата ЦА-320, обвязывается через быстро-разборное соединение (БРС) с водоводом и емкостями для подачи МЛ-81Б и нейтрализатора сероводорода. С помощью ЦА-320 вода перекачивается через «Устьевой диспергатор для подготовки технологической жидкости» (УДПТЖ) в ёмкость сбора жидкости (блок долива, желобная ёмкость и др.)

Признаками изобретения являются:

1. применение воды из водовода системы ППД для проведения ремонтных работ;
2. добавление в технологическую жидкость поверхностно-активного вещества МЛ-81Б и нейтрализатора сероводорода;
3. установка устьевого эжектора для подготовки технологической жидкости перед емкостью сбора жидкости;
4. соединение устьевого эжектора через быстро-разборное соединение (БРС) с водоводом и емкостями для подачи МЛ-81Б и нейтрализатора сероводорода.
5. диспергирование рабочего агента с твердыми взвешенными частицами;
6. диспергирование рабочего агента, в который были добавлены МЛ-81Б и нейтрализатора сероводорода
7. за счет диспергирования измельчение твердых взвешенных частиц, находящиеся в рабочем агенте;
8. промывка скважины;

Выводы:

Проведённые исследования показали, что данное устройство позволяет добиться измельчения частиц.

Использование данного устройства позволит снизить время проведения ремонтных работ, снизить затраты на проведение ремонтных работ, прежде всего за счёт снижения транспортных расходов.

Устьевой эжектор для подготовки технологической жидкости использует в качестве энергии давление, уже существующее на устье скважины, создаваемое работой кустовой насосной станции, которая нагнетает рабочий агент на несколько (от 3 до 50) скважин. Устьевой эжектор и устьевой диспергатор работают без использования электроэнергии, просты по конструкции и изготовлению.

Применение предложенного способа позволит решить задачи повышения межремонтного периода нагнетательных скважин за счет снижения кольтматации призабойной зоны твердыми взвешенными частицами, снижения эксплуатационных затрат, ускорению темпов разработки месторождения за счёт сокращения времени проведения ремонтных работ.

Применение специального оборудования в целях реанимации скважин с закольтматированной призабойной зоной

Р.Ф. Назмутдинов, Р.И. Ямалиев (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Разработка месторождений углеводородов требует больших объемов слабоминерализованных вод для различных технических целей. Речь идет, прежде всего, об использовании этих вод для поддержания пластового давления (ППД) при разработке нефтяных месторождений и обеспечения процесса бурения глубоких скважин (для приготовления глинистого и тампонажного растворов, промывке вибросит, опрессовке бурильного инструмента и обсадных труб, испытания скважин, охлаждения штоков бурильных насосов, гидротормоза, обмыв бурового оборудования и т.д.).

Бурение водозаборной скважины и последующая подача воды по водоводам низкого давления, особенно актуально для территорий, где отсутствуют поверхностные водные объекты. В нашем структурном подразделении бурением водозаборных скважин занимается Цех буровых работ. Основными заказчиками при бурении скважин являются НГДУ ПАО "Татнефть", для которых проводится бурение временных водозаборных колодцев для обеспечения процесса строительства разведочных и эксплуатационных скважин на нефть.

В случаях длительных простоев водозаборных скважин на протяжении нескольких месяцев происходит кольтматация (закупорка пор и трещин) прифильтровой зоны продуктивных пластов и самих фильтров. Особенно часто подобные процессы возникают

в скважинах с неустойчивыми стенками в рыхлых породах. Результат – существенное снижение дебита, а в отдельных случаях полное отсутствие притока воды в скважину.

В целях реанимации водозаборных скважин, находящихся в длительном простое с закольматированной призабойной зоной предлагается применение специального оборудования под названием «гидравлический сваб». Его конструкция приведена на рисунке. Принцип работы состоит в следующем. Гидравлический сваб спускается в скважину на буровом инструменте и устанавливается напротив фильтровой части колонны обсадных труб (в начале на самую нижнюю часть фильтров). При помощи насоса НБ-50 на УРБ 2А2 в скважину подается вода для промывки. Поднимая «гидравлический сваб» каждые 15-30 минут на высоту 2,5м производим поинтервальную промывку всех фильтров скважины. Конструкция «гидравлического сваба» позволяет направить промывочную жидкость в определенные интервалы фильтров, тем самым обеспечивается промывка закольматированного интервала прифильтровой зоны и самих фильтров.

Сведения об экономическом или ином положительном эффекте.

При помощи «гидравлического сваба» удалось произвести реанимацию, находящейся в простое 9 месяцев, водозаборной скважины № 31-СТ в Самарской области стоимостью 1 770 000 рублей (с НДС). Стоимость реанимации скважины, произведенной ТГРУ, составила 279 650 рублей (с НДС). При проведении обычной промывки скважины удалось получить дебит воды в объеме 1,8 м³/ч, что не удовлетворяло Заказчика. При промывке скважины при помощи «гидравлического сваба» удалось получить дебит воды в объеме 7,8 м³/ч, т.е. на 95% (3,8 м³/ч) больше, нежели полученный дебит при сдаче скважины Заказчику.

Реанимация скважины при помощи «гидравлического сваба» позволило сэкономить на бурении дубля водозаборной скважины и своевременно обеспечить водой процесс строительства геологоразведочной скважины на нефть. Экономический эффект составил: 1770 000 руб. – 279 650 руб. = 1 490 350 руб. (с НДС).

Данная разработка была оформлена в качестве рационализаторского предложения и может в дальнейшем активно применяться.

Эффективность применения протектолайзеров в компоновках спускаемого оборудования при ремонте скважин

Э.А.Микаилов, А.А.Ахтямов (НГДУ «Джалильнефть»)

Целью данной работы является:

1. Исключение механического повреждения КРБК;

2. Исключение отказа НКТ;
3. Исключение не герметичности системы М2.

Основные причины ПРС на скважинах ОРЭ с ЭЦН из общего числа ремонтов является повреждение кабеля ЭЦН, и по не герметичности пакерующего устройства. Повреждение кабеля происходит в результате трения с э/к где максимальный угол кривизны составляет 35град . и более Под воздействием вибрационных действий на колонну НКТ при работе УЭЦН в скважине, происходит истирание и износ КРБК в местах контакта муфт колонны НКТ с э/к.

Для решения данных проблем и предотвращения преждевременных ремонтов на скважинах ОРД «ЭЦН+ШГН» и УЭЦН были внедрены центраторы, представляющие из себя стальной диск имеющий паз для укладки кабеля ЭЦН и паз для протока жидкости. Центраторы изготавливаются по заявке ПРС в УПО.

А также при производстве ремонтных работ на скважинах бригадами по ПРС происходят повторные работы из-за негерметичности пакерующих устройств. При комиссионном расследовании причин негерметичности системы М-2, выяснилось след: из-за большого набора кривизны этих скважин стыковочный ниппель ложился к стенке э/к и упирался на крайний корпус перевернутого овершота и в результате, под весом колонны НКТ происходила деформация уплотнительного ниппеля, что повлияло на негерметичность системы. Данную проблему нам удалось решить с использованием этих же центраторов с установкой его над посадочным ниппелем, чтобы ниппель спускался непосредственно по центру э/к и успешно произвел стыковку.

Поэтому приняв во внимание данные факты и при внедрении центраторов можно реально увеличить МРП скважины и тем самым уменьшить затраты на ПРС.

Проанализировав показатели работы до и после внедрения центраторов на скважинах с УЭЦН мы видим, что внедрение позволило исключить сокращение затрат на проведение ремонтов скважин, исключить повторные СПО ГНО и сохранить материальные ценности погружного кабеля ЭЦН, а также повысить наработку скважины и увеличить МРП.

Экономический эффект получается за счет сокращения затрат на проведение ремонтов и исключения повторных СПО.

Т.е использование центраторов на скважинах с большим набором кривизны при эксплуатации скважин с УЭЦН позволяет:

- Исключение повторных СПО;
- Сокращение ПВР с УЭЦН;
- Увеличение МРП за счет сокращения ремонтов скважин с УЭЦН.

Повышение взаимодействия между НГДУ и УК ООО «ТМС групп»

в области эксплуатации ГНО

Н.И. Шмидт, Ф.Ф. Абдуллин (НГДУ «Ямашнефть»)

Современные условия разработки нефтяных месторождений ПАО "Татнефть" требуют поиска наиболее эффективных технологий, позволяющих оптимизировать затраты на добычу нефти, поскольку по причине старения фонда скважин, а вместе с ним и спущенного оборудования, недопущение увеличения количества ремонтов по причине отказа оборудования является одной из приоритетных задач.

В связи с чем, особенно актуальным является увеличение срока службы ГНО, повышение качества используемого оборудования, что влечет за собой увеличение МРП, и приводит к сокращению ОПРС и в целом к уменьшению потерь нефти из-за простоя скважин.

Первостепенным для выполнения выше озвученных задач является налаживание взаимодействия в области выполнения работ и услуг между НГДУ и УК ООО «ТМС групп».

На сегодняшний день взаимодействие строится с использованием системы КПЭ. По опыту работы можно сказать о ее недостаточной эффективности применения на практике, данный механизм взаимодействия несовершенен по следующим причинам:

1. Отсутствие единой цели – каждая из сторон пытается выявить как можно больше замечаний, при этом взаимосогласованная работа по их недопущению отсутствует (специалисты УК ООО «ТМС групп» абсолютно не настроены на ведение какого либо обсуждения и проработки замечаний - для них достаточным является то, что в соответствии с договором они «не виновны», хотя по факту первопричина возникновения проблемы кроется только в них).

2. Отсутствие простой схемы взаимодействия между НГДУ и УК ООО «ТМС групп».

3. Отсутствие мотивации специалистов к взаимодействию.

На первом этапе, для решения данных проблемных вопросов был открыт совместный проект с УК ООО «ТМС групп» в части работ между НГДУ и ООО «НКТ-сервис», с целью усовершенствования эффективности взаимодействия между заказчиком и подрядчиком для сокращения производственных потерь в целом и налаживания взаимосогласованных работ вне рамок договора для снижения замечаний при хранении, ремонте и эксплуатации ГНО.

Замечания, выявленные ООО «ТМС групп» в ходе аудиторских проверок бригад ПРС

Год	2012	2013	2014	2015 (план)
Количество замечаний, ед.	30	20	10	0

Основными задачами являлось:

1. Разработка совместных мероприятий по решению спорных вопросов;
2. Разработка внутренних мероприятий в части выявления проблемных вопросов, в частности пересмотра штатного расписания и создания рабочих групп;
3. Разработка СОК;
4. Внедрение средств визуализации;
5. Вовлечение персонала в процесс непрерывного совершенствования (подача Кайдзен-предложений);
6. Мотивация персонала, в части выявления замечаний.

Актуальность того или иного технического решения сейчас принято оценивать по результатам технико-экономического обоснования. Так за счет внедрения инструментов бережливого производства и совместной работы с подрядной организацией (за отчетный период май, июнь месяц), сократилось время простоя скважины в ОПРС с 33 до 26 (в сравнении с аналогичным периодом прошлого года), привело к увеличению качества выполняемых работ на 21% (снизилось количество заявок на ПВР и ЧРФ в 2 раза) и росту объемов выполняемых ремонтов на 8%. Проведенные работы позволили добыть дополнительно 813 тонн нефти, что несомненно сказалось на производительности труда и позволило увеличить ее на 2% .

Личный вклад в работу заключался в актуализации проблемы и налаживании системного подхода к повышению качества выполняемых услуг как со стороны подрядчиков, так и со стороны заказчика. По данной работе мною был предложен совместный проект на тему «Снижение замечаний при эксплуатации ГНО».

Повышение инвестиционной привлекательности процессов ГРП за счет сокращения затрат

Д.С. Ахметбаев, М.А. Мальковский (НГДУ «Альметьевнефть»), М.В. Сафин (ООО "Таграс-РемСервис")

Большинство крупных и средних нефтяных месторождений компании ПАО "Татнефть" вступили в позднюю стадию разработки, однако остаточные запасы достаточно велики, и это

предопределяет необходимость использования технологий, которые дают возможность повысить их выработку. Одна из таких технологий, которая позволяет решить нам проблему рентабельной добычи трудноизвлекаемых запасов – это гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Гидравлический разрыв пласта - один из самых сложных процессов стимуляции скважин, который требует грамотных математических расчетов, достоверных геолого – технических данных, жесткой технологической дисциплины и самое главное грамотных и опытных специалистов.

В данный момент, накопленный опыт работы на площадях Ромашкинского месторождения, понимание процессов происходящих при зарождении трещины в условиях неориентированного ствола скважины относительного минимального горизонтального напряжения, явления многотрещинности, извилистости и соответственно применение специальных технологий, химреагентов и проппантов позволяют нам в подавляющем большинстве процессов закачивать запланированный объем проппанта в полном объеме.

На объектах НГДУ проводится третья часть от всего объема ГРП в ПАО "Татнефть" (2013г. - 194 скважины, 2014г. - 243, 2015г. - 220)

Процессы гидравлического разрыва пласта проводятся силами цеха технологических работ ЦТР ООО «Татнефть-ЛениногорскРемСервис». В связи с возросшими объемами по ГРП как для ПАО "Татнефть", так и для «сторонних» подрядчиков, сейчас в эксплуатации находятся три «флота» ГРП. В напряженном, зачастую круглосуточном, режиме работают пять экипажей.

Накопленный прирост среднесуточного дебита за весь период эксплуатации составляет 3,4 т/сут., а дополнительная добыча нефти в 2014г. составила более 676 тыс. тонн.

Растущие объемы ГРП в целом по компании, и в частности в НГДУ «Альметьевнефть», заставляют пересматривать существующие подходы к организации ремонта.

Основные потери при ПЗР к ГРП:

- недоборы нефти;
- высокая продолжительность ремонта (до 305,9 часов);
- организационные транспортные затраты (212,8 тыс. р.);

Данное положение дел потребовало поиска новых технических решений, для оптимизации затрат при подготовке скважины к ГРП. А именно:

- сокращение количество СПО при ПЗР к ГРП (промывка и освоение после ГРП на 3” НКТ марки «Р» и «К»);
- сокращение времени ОСД после проведения ГРП до 6-8 часов;

- сокращение транспортных затрат при подготовке к ГРП;
- исключение ГИС (АКЦ, ДСИ и т.д.) с учётом возраста скважин;
- оптимизировать затраты при отсыпке забоя песком путём применения желонки с проппантом;
- объёмы освоения после ГРП сократить до глубины динамического уровня;
- исключаются технологические операции по деструкции геля и вымыву проппанта колтюбингом при получении "СТОПа";

В целом данные мероприятия позволят сократить недополученную прибыль, за счет быстрого запуска скважины в работу.

Повышение надежности СПО НКТ с применением гидроключей типа ГКШ

М.Ф. Климин, А.Г. Шумков (УК ООО «ТМС групп»)

Одной из наиболее востребованных услуг в нефтегазодобывающей промышленности является подземный ремонт скважин. Увеличение фонда добывающих нефтяных скважин, сопряжено с постоянным ростом числа ПРС.

Подземный ремонт скважин - комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины.

Основные операции, проводимые при ПРС:

- а) транспортные - доставка оборудования на скважину;
- б) подготовительные – монтаж оборудования, подготовка к ремонту;
- в) спускоподъемные - подъем и спуск нефтяного оборудования;
- г) операции по очистке скважины, замене оборудования, ликвидации мелких аварий;
- д) заключительные - демонтаж оборудования и подготовка его к транспортировке.

СПО занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины (в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт), то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта.

Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (или развинчивании) НКТ. В настоящее время выявлены следующие проблемы, связанные с выполнением указанных работ: 1) отсутствие должной фиксации плашек с трубой НКТ, что приводит к проворотам ключа ГКШ, то есть работы ключа «в холостую»; 2) быстрый износ плашек с технологическими НКТ приводит к вынужденным потерям времени на их замену непосредственно во время ПРС; 3) большой расход плашек, который приводит к дополнительным затратам на их закупку.

Совместно со специалистами ООО «ТМС-Логистика» и НГДУ «Альметьевнефть» был проведен анализ существующих проблем.

Во время проведения работ СПО при свинчивании-развинчивании НКТ Ф73 наблюдался неравномерный износ плашек: износ зубьев поперечных рядов плашки от краев к середине идет на уменьшение. Соответственно и нагрузка на центральные ряды зубьев меньше чем на крайние. Поэтому для наиболее равномерного распределения нагрузки на рабочую поверхность плашек рассматривался вариант изменения их конструкции – исключение наименее загруженных рядов

При свинчивании-развинчивании технологических НКТ, повышенной группы прочности «К», происходит быстрый износ плашек 3 ½”. На изображении видно, что на замковой части НКТ Ф89 остались следы от двух средних продольных рядов плашки 3 ½”, соответственно нагрузка на средние ряды больше, чем на крайние ряды.

Решение данных проблем найдено в модернизации плашек.

Для исключения проворота плашек на НКТ 73 был подобран и испытан в цеховых условиях новый комплект плашек с измененной конструкцией. Изменение состоит в исключении двух крайних и двух центральных поперечных рядов зубьев плашки.

В результате опытных работ в НГДУ «Альметьевнефть» был выявлен рост наработки инструмента: увеличилось среднее количество отворотов/разворотов с 3000 до 4000, то есть производительность ключа ГКШ выросла в 1,3 раза

Для повышения срока службы плашек 3 ½” на НКТ 89 в ЗАО «УФА-Гидромаш» было направлено письмо с предложениями по модернизации плашек: предлагалось изменить форму рабочей поверхности плашек с плоской на радиусную (радиусом под НКТ 89). Как видно на изображении нагрузка после модернизации распределена равномерно на все ряды зубьев.

В результате проведенные испытания показали повышение срока эксплуатации новых плашек на НКТ повышенной износостойкости (группы прочности «К») в среднем с 40 до 1500 отворотов/заворотов, то есть производительность ключа ГКШ выросла более чем в 35 раз. Экономический эффект от внедрения составляет 90606 руб.

Оптимизация затрат при вводе горизонтальных скважин сверхвязкой нефти в промышленную эксплуатацию

Д.А. Ибрагимов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Сегодня, когда идет активная разработка месторождений сверхвязкой нефти (СВН), увеличивается фонд скважин с наклонным устьем, актуальным является вопрос их

освоения, текущего и капитального ремонта. Стоимость ремонта высокотемпературных горизонтальных скважин залежи сверхвязкой нефти очень высокая, поэтому оптимизация затрат выполняемых работ при ремонте данных скважин является одним из важнейших задач компании ПАО "Татнефть".

После освоения скважины для закачки пара производится спуск колонны НКТ 89 мм с наклонной ремонтной установкой. После закачки пара продолжительностью 2-3 месяца, скважина останавливается на термокапиллярную пропитку в течение 7-10 суток. Автономным прибором на гибкой трубе по ранее спущенным НКТ 89 мм производится термобарометрические измерения по всей длине ствола скважины с использованием установки Колтюбинг. После интерпретации показаний производится извлечение ранее спущенных НКТ 89 мм и одновременный спуск оптоволоконного кабеля (ОВК) размещенного внутри гибкой трубы (ГТ) и НКТ 60 мм с использованием наклонной установки. Для данного спуска была разработана специальная насадка, которая обеспечивает доставку ГТ с ОВК до носка горизонтальной скважины. После достижения «носки» производится отсоединение НКТ от насадки и полный подъем НКТ. Далее производится спуск насосной установки и запуск скважины в работу.

С целью снижения затрат предлагаю внести изменения в технологию ввода добывающих скважин в промышленную эксплуатацию. После освоения скважины производится внедрение ОВК размещенного в ГТ при спуске НКТ 89 мм под закачку пара. После соединения ГТ с ОВК к насадке производится ее проталкивание до «носки» горизонтальной скважины при помощи эксплуатационных НКТ 60 мм в количестве не менее 2 штук на эксплуатационных НКТ 89 мм. После достижения «носки» приподнимаем НКТ на 2-3 м для отсоединения от насадки, затем производится установка башмака НКТ на необходимую глубину для закачки пара. После закачки пара через 2-3 месяца, скважина останавливается на термокапиллярную пропитку в течение 7-10 суток. В процессе закачки пара и пропитки по ОВК производится измерение теплового профиля одновременно по всей длине ствола скважины в режиме реального времени. С целью сравнения показаний ОВК, дополнительно автономным прибором на гибкой трубе производится термобарометрические исследования по всей длине ствола скважины с установкой Колтюбинг. По результату данных исследований производится извлечение НКТ 89 мм и внедрение насосной установки с последующим запуском скважины в эксплуатацию.

Экономический эффект при выполнении работ по рекомендуемой технологии формируется за счет исключения одной спуско-подъемной операции НКТ. На сегодняшний день данное предложение успешно внедрено на 4-х добывающих

горизонтальных скважинах СВН с общей экономией 1183 тыс. руб. и имеется огромная перспектива дальнейшего внедрения на вновь пробуренных скважинах залежи СВН.

Сокращение затрат при ОПЗ скважин методом использования желонки на геофизическом кабеле

Р.И. Галимов (НГДУ «Ленинаторскнефть»)

К методам очистки ПЗ относят:

-свабирование;

- применение эжекторов; испытателей пластов и желонки различного типа. При осуществлении данных методов используется колонна НКТ.

Наибольшие средние удельные затраты приходятся на ОПЗ с применением испытателей пластов, которые составляют 2232,8 тыс.руб. при средней продолжительности проведения 21ч. Наибольшая продолжительность проведения работ по очистке ПЗ соответствует желонке и составляет 22ч.

На основании вышеприведенного мною были выделены предпосылки предлагаемого в работе метода:

- рост эксплуатационных затрат на ремонт скважин;

- длительное время простоя скважины в ОПРС и соответственно увеличение потерь нефти.

С недавних пор разработана гидрожелонка, спускаемая на геофизическом кабеле, применение которой, я считаю, позволит уменьшить время на СПО в несколько раз по сравнению с трубной технологией ремонта.

В состав гидравлической желонки входят:

- перо-фильтр с обратным клапаном;

- дроссельная муфта;

- гидростатический узел;

-предохранительный клапан;

-НКТ, используемые в качестве контейнера для забойного шлама;

- стравливающий клапан.

Основной принцип действия гидрожелонки основан на возникающей депрессии от разницы перепада гидростатического столба жидкости в э/к и в пустых трубах контейнера.

Возникающий при этом «всасывающий» эффект после срабатывания гидрожелонки позволяет производить очистку забоя скважины.

Анализируя расчеты технико-экономических показателей эффективности, следует отметить, что при ОПЗ желонкой на кабеле сокращается суммарное время СПО в среднем в 6 раз, вследствие чего экономия затрат составляет порядка 5 млн. руб. Экономический эффект с учетом сокращения недоборов нефти равен порядка 6 млн.руб.

На скважине №24428 нашего НГДУ был проведен эксперимент по применению гидравлической желонки на геофизическом кабеле. В результате обработки данной скважины УДОЗ на кабеле по замерам ГК, ЛМ произошло увеличение текущего забоя на 2,3 м.

Аналогичный эксперимент был проведен на скважине 2087а НГДУ «Ленинаторскнефть». Вынесенный с помощью гидрожелонки на геофизическом кабеле шлам представляет собой проппант, используемый при ГРП.

Таким образом, использование желонки на геофизическом кабеле значительно сокращает продолжительность ремонта скважины, а, следовательно, и затраты на его проведение, что, в свою очередь, ведет к снижению потерь нефти.

Метод сокращения затрат на очистку ПЗП бригадой ТРС на нагнетательном фонде НГДУ

Р.А. Низамов (НГДУ "Ленинаторскнефть")

В процессе закачки в нагнетательные скважины, происходит ухудшение проницаемости ПЗП из-за постепенного закупоривания пор коллектора взвешенными в воде твердыми частицами и нефтепродуктами. Для восстановления приемистости необходимо искусственное воздействие на ПЗП скважин.

Нами предложен способ отказа от многократных обработок ПЗП бригадами ТРС путем применение глубинного стационарного эжектирующего устройства (ГСЭ-1). В настоящее время данная технология успешно применяется в нашем НГДУ.

Через стационарный эжектор производится обычная закачка тех.жидкости в пласт при выполнении месячного режима работы скважины, т.е. каналы разряжения закрыты, жидкость проходит сквозь внутреннюю полость эжектора не создавая депрессии на пласт. Во втором положении эжектора создается депрессия и происходит очистка ПЗП.

Для приведения эжектора в рабочее положение в колонну НКТ сбрасывается депрессионная вставка, которая блокирует в корпусе ГСЭ нагнетательный канал, открывая проходной канал в подпакерное пространство.

Эжекторная установка приводится в действие нагнетанием в колонну НКТ рабочей жидкости (воды) от агрегата ЦА-320. Рабочая жидкость проходя через корпус эжектора

создает разрежение в подпакерном пространстве. Снижение давления в подпакерном пространстве зависит от скорости прохождения жидкости через сопло и регулируется давлением на устье скважины.

Под действием созданной на пласт депрессии, пластовая жидкость поступает в корпус эжектора, захватывается струей рабочей жидкости и выносится через затрубное пространство на поверхность.

Критериями подбора скважин для внедрения ГСЭ являются:

- основной критерий - часто проводимые ОПЗ на скважине из-за снижения приёмистости в короткие сроки и, как следствие, снижение пластового давления по участку разработки;
- второй критерий – это неуспешность малозатратных способов (свабирование, динамический излив, или многократная постановка бригады АУККМ).

Условия проведения очистки ПЗП эжектированием:

- герметичность системы э/к-нкт/пакер;
- герметичность эксплуатационной колонны;
- наличие зумпфа не менее 3м.

Опытным путем было установлено, что максимальный эффект был получен:

- для скважин с режимом работы до 50 м³/сут снижение Q в диапазоне не более 12%;
- для скважин с приёмистостью более 50 м³/сут снижение Q не более 20%.

Для примера рассмотрим скважину № на скв.23553. В марте 2014 года был произведен ГТМ силами ТРС по ОПЗ пласта. Продолжительность эффекта составила 5 месяцев. Далее приёмистость снизилась с 103 до 53 м³/сут при P=153 атм, при этом были проанализированы предыдущие постановки бригад ТРС-КРС, поэтому было принято решение о проведении очистки ПЗП при помощи ГСЭ (эжектора).

После сброса депрессионной вставки произвели излив с закачкой жидкости от агрегата ЦА-320, давление закачки P=150, расход 7,2 м³/час (макс.8 м³/час), V дополнительно излитой жидкости из пласта составил 18 м³.

После проведения данного мероприятия приёмистость скв. 23553 возросла с 53 до 94 м³/сут при P=150 атм. При условии того, что данное оборудование находится в скважине стационарно и может использоваться в любой момент по необходимости, следует отметить что повторная операция эжектирования была проведена через 2 месяца и тоже дала положительный эффект по увеличению приемистости, что доказывает многократную применимость данной технологии.

Стоимость проведения излива с помощью ГСЭ (глубинного стационарного эжектора) составляет 32 100 руб.

Следует отметить что в данный момент нами внедрено 4 устройства ГСЭ. Срок окупаемости данной технологии эжектирования по сравнению с технологией ОПЗ гибкой трубой - 2 месяца, чистая прибыль с расчетом на 4 скважины составляет – 2 587 200 руб.

Достоинствами глубинного стационарного эжектора является:

- сокращение затрат на проведение ОПЗ бригадами ТРС-КРС на нагнетательном фонде скважин путем очистки пласта с помощью стационарного скважинного оборудования;
- проведение очистки призабойной зоны путём создания регулируемых депрессий на пласт без подъема ГНО;
- возможность использования эжектора для закачки АКЖ в затрубное пространство;
- невысокая стоимость технологии относительно ОПЗ гибкой трубой;
- потенциальный фонд внедрения ГСЭ в условиях НГДУ «ЛН» – 89 скважин. Чистая годовая прибыль от внедрения данной технологии составит 50 млн. руб.

Технология проведения излива эжектированием является рационализаторским предложением, озвученная технология позволит сократить прямые затраты на проведение работ, увеличит МРП на нагнетательном фонде, как в НГДУ, так и в масштабах компании «Татнефть» в целом.

Увеличение эффективности очистки ПЗП с применением УПС-122

А.Р. Ахмадеев (ООО НПФ «Пакер»)

При эксплуатации скважин осложненных отложениями механических примесей, существует проблема засорения забоя скважин и призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к снижению темпа отбора жидкости из скважины.

Существующие методы очистки ПЗП от механических отложений имеют ряд недостатков:

- Проблема обеспечения циркуляции при поглощении промывочной жидкости скважиной;
- Увеличение времени промывки скважины из-за меньшей скорости циркуляции.

В данном докладе предлагается технология промывки забоя скважины от песчаных и гидратных пробок с применением устройства промывочного скользящего (УПС), которое имеет ряд преимуществ по сравнению традиционными методами очистки ПЗП скважины:

- узел перекрестных сечений позволяет перепускать жидкость из кольцевого пространства в хвостовик под устройство и осуществлять возврат жидкости в НКТ;
- один большой промывочный канал для вымывания шлама;
- уплотнительные элементы выдвигаются и убираются гидроприводом;
- при СПО внутренняя полость НКТ сообщается с кольцевым пространством.



Рисунок 1 – Общий вид УПС

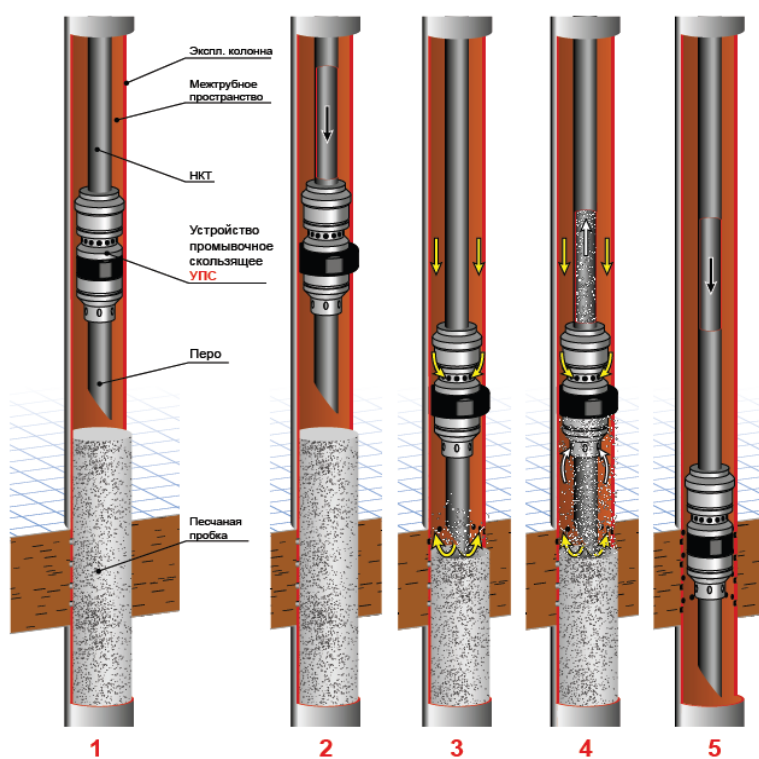


Рисунок 2

Принцип работы (Рисунок 2):

1. Производится спуск инструмента на безопасное расстояние;
2. Для перевода устройства в рабочее положение жидкость подают через НКТ в устройство. Под действием давления герметизирующий элемент сжимается и перекрывает кольцевое пространство;
3. Жидкость под давлением подают в межтрубное пространство. Через муфту перекрестного сечения УПС жидкость попадает в НКТ и далее через гидромониторную насадку (перо) происходит прямая промывка песчаной пробки;

4. Далее жидкость вместе с механическими примесями поднимается по межтрубному пространству до УПС, переходя в НКТ через муфту перекрестного сечения, и с увеличенной скоростью (по сравнению со скоростью в межтрубном пространстве) выносится на устье скважины.

После удаления песчаной пробки, для перевода устройства в транспортное положение подают жидкость в устройство через НКТ и бросают шарик. Создают давление до появления циркуляции – устройство переходит в транспортное положение. Поднимают устройство на поверхность.

Внедрение Автоматизированной групповой замерной установки АГЗУ "Сатурн"

Д.Н. Несмин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Одним из важнейших показателей работы нефтяного пласта является среднесуточный дебит, по которому устанавливается технологический режим отбора по скважинам.

В работе рассматриваются существующие проблемы, связанные с определением производительности (дебита нефти и газа) нефтяных скважин в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. Произведен анализ и выявлены недостатки традиционных средств определения дебита скважин, а именно АГЗУ типа «СПУТНИК». Эти установки уже не отвечают требованиям национального стандарта ГОСТ Р 8.615-2005 и новым «Правилам учета нефти». Кроме того, сегодня в НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируются порядка 215 АГЗУ «СПУТНИК» из них более 80% отработали свой нормативный срок эксплуатации. К тому же, как показывает анализ заявок в 2013-2014 гг., в процессе работы замерной установки «СПУТНИК» часто возникают сбои в работе замерного узла, состоящего из счетчика ТОР и регулятора расхода. Поэтому в настоящее время существует острая потребность в модернизации и замене действующего фонда ГЗУ.

Для решения этих проблем и с целью выбора и выработки дальнейшей политики по автоматизации групповых замерных установок, специалистами НГДУ «Альметьевнефть» были разработаны необходимые требования в виде опросного листа, которые были направлены в ОМТО. По результатам конкурса и рассмотрения предложений от различных компаний, была выбрана АГЗУ «САТУРН».

В данной работе рассматривается внедрение измерительной установки «САТУРН»

В сентябре 2013г. с целью оценки заявленных производителем метрологических и технических характеристик СИ и соответствию их требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 АГЗУ «САТУРН» была введена в опытно промышленную эксплуатацию (а именно объект ГЗУ-34А ЦДНГ-4 НГДУ "Альметьевнефть").

Для этих целей была разработана и утверждена программа и методика эксплуатационных испытаний групповой замерной установки «Сатурн»

Опытно-промышленная эксплуатация АГЗУ «САТУРН» показала, что представленное ГЗУ соответствует требованиям ГОСТ и «Правилам учета нефти». Основными преимуществами ИУ «Сатурн» перед другими ГЗУ является следующее:

1. ИУ «Сатурн» измеряет одновременно дебит жидкости, нефти, воды и попутного газа с необходимой точностью.

2. Управление механизмами производится в автоматизированном режиме с применением контроллера и двух электроуправляемых кранов, что обеспечивает надежность заполнения, и дренирования измерительной емкости соответственно обеспечивается требуемый расход для корректного измерения массомерами и влагомером.

3. ИУ «Сатурн» оснащен влагомером и сепарационной емкостью, позволяющая производить полное опорожнение емкости при каждом цикле измерений: данная функция позволяет более корректно измерять и усреднять обводненность продукции скважин, а также максимально снизить время коррекции дебита скважины. Данным преимуществом на сегодня не обладает ни одна АГЗУ.

4. Значительная часть ИУ «Сатурн», в том числе, аппаратная и программная части, изготавливаются производителем ИУ, что обеспечивает полную наладку ГЗУ еще до врезки по месту эксплуатации, соответственно сокращается время ПНР и ввода в эксплуатацию ГЗУ.

5. На ИУ «Сатурн» с начала эксплуатации отсутствуют заявки на устранение сбоев оборудования.

6. Средний коэффициент замеряемости ИУ «Сатурн» с начала эксплуатации составляет 1,0 (для сравнения у ГЗУ ООО «Татинтек» - 0,948, у ГЗУ БМЗ - 0,980).

В экономической части рассматривается эффективности от внедрения АГЗУ «Сатурн»: при капитальных вложениях в 3900 тыс. руб., суммарная экономия складываемая из: экономии затрат на транспортировку, и определение обводненности проб в ХАЛ, а так же упущенная доп.добыча в случае не верно составленного режима по обводненности составит порядка 1559 тыс. руб. на одной ГЗУ. При этом срок окупаемости составит менее 3-х лет.

Внедрение АГЗУ позволит:

1. Исключить аварийные ситуации на ГЗУ путем телемеханизации замеров и внедрения систем безопасности (которые предусмотрены в составе АГЗУ).

2. Кратно снизить количество заявок на устранение сбоев и восстановление замеров.

3. Снизить затраты на отбор, транспортировку проб и проведение анализов в ХАЛ.

4. Снизить потери нефти за счет точного и непрерывного определения обводненности добываемой продукции.

Комплексное применение современных спутниковых систем в НГДУ «Бавлынефть»

А.К.Абзалетдинов (НГДУ «Бавлынефть»)

Современный уровень и темп жизни предполагает активное использование новых приборов и компьютерных технологий в работе, которые увеличивают скорость и качество ее выполнения. Кроме того, в условиях оптимизации трудозатрат возникает острая необходимость в поиске новых методов производства работ. Так одним из ключевых направлений развития технологий являются спутниковые навигационные системы, которые применяются в транспортном хозяйстве, авиации, военной сфере, строительстве, нефтяной промышленности и даже в сельском хозяйстве.

В зависимости от необходимой точности современное GNSS оборудование оснащено разными режимами съемки – это статика, быстрая статика, кинематика с постобработкой, все они требуют последующей обработки в программном обеспечении на компьютере. По этой причине разбивочные работы с сантиметровой точностью невозможны без использования дополнительного оборудования - тахеометра. Для решения этой проблемы существует метод RTK (Real Time Kinematic). При использовании этого метода, базовый приемник с известными координатами после каждой процедуры вычисления своих координат производит сравнение их с исходными и вычисляет поправку, пересылает ее второму передвижному приемнику. Передвижной приемник, получив поправку, применяет ее к определяемым координатам и показывает результат пользователю с улучшенной точностью. Передача поправочных координат осуществляется через GPRS и GSM каналы при наличии 2-х сим-карт операторов сотовой связи.

НГДУ «Бавлынефть» является одним из первых структурных подразделений ПАО "Татнефть", которое начало применять метод съемки в режиме RTK.

Итак, представим перечень спутникового навигационного оборудования, которыми располагает ОТГиМП НГДУ «Бавлынефть»:

1. Двухчастотный приемник Trimble R7 GNSS Rover в комплекте с геодезической антенной Zephyr, установлен в административном здании НГДУ «Бавлынефть», антенна жестко закреплена на крыше здания над точкой с известными координатами. Данный комплект выполняет функцию базовой станции.

2. Двухчастотный приемник Trimble R8 GNSS Rover предназначен для работы в полевых условиях. Данный комплект укомплектован встроенным модемом.

Первоначально режим съемки RTK в НГДУ «Бавлынефть» был применён в 2013 году. Качество передачи информации оператора сотовой связи в зоне деятельности НГДУ

«Бавлынефть» хорошее за исключением некоторых участков. Информация передается в разговорном режиме, услуги разговора оплачиваются только с одной сим-карты, так как вторая, установленная на базовой станции, работает только на входящий вызов. После проведенных испытаний погрешности определяемых координат составили 1-3 см, что вполне соответствует предъявляемым требованиям.

Основным и ярким примером применения GNSS технологии в режиме RTK-съемки в НГДУ «Бавлынефть» является вынос в натуру опор ВЛ-110 кВ от подстанции №28 Коробковского участка Бавлинского месторождения до подстанции ОПХ БЭС «Зеленая Роща» ОАО «Сетевая компания». Профиль ВЛ-110 кВ характеризуется как сложный, на некоторых участках отсутствует прямая видимость.

Разбивочные работы составили 8 дней. Аналогичную работу можно провести традиционным способом, с применением электронного тахеометра, которая составила бы 16 дней. На сегодняшний день ОТГиМР НГДУ «Бавлынефть» с помощью новой технологии проводит следующие виды работ: вынос в натуру координат устьев скважин и промышленных объектов, определение границ земельных участков в собственности ПАО "Татнефть", привязка буровых установок, топографическая съемка площадок одиночных скважин, съемка линейных объектов.

Основываясь на проделанной работе, следует сделать вывод, что использование режимов съемки GNSS вполне приемлема на большей части зоны деятельности НГДУ «Бавлынефть», и вместе с тем будет ошибочным мнение, что данный способ съемки способен полностью заменить традиционные способы топографо-геодезических работ. Лишь умелое и грамотное использование GNSS технологий совместно с традиционными способами съемки и разбивки является залогом успеха выполнения поставленных задач.

Организация вторичного радиоканала в области сбора и передачи данных телеметрии

Г.И.Хафизова (НГДУ «Бавлынефть»)

В наш век стремительного развития средства связи и информационных технологий, в связи с растущими объемами передаваемой информации с каждым днём предъявляются всё более высокие требования к скорости передачи данных. С данной проблемой я думаю, сталкивались все здесь присутствующие, работая в интернете, ожидая, когда же откроется нужный сайт. Применительно к системе телемеханики это рост числа контролируемых параметров и объектов, как следствие увеличение времени опроса, а также растущие требования к системе в целом.

Рассмотрим различные способы опроса удаленных объектов:

1. Опрос объектов в зоне прямой «радиовидимости» – самый быстрый способ опроса, когда объект имеет уверенную связь с модемом сервера опроса.

2. Опрос объектов в режиме ретрансляции – позволяет реализовать опрос удаленных объектов путем передачи посылки по цепочке объектов, между которыми имеется уверенная радиосвязь. Данный способ связи значительно увеличивает цикл опроса, в основном за счет времени на «разогрев» радиостанции.

3. Вторичный радиоканал (ближнего радиуса действия) – позволяет отказаться от прокладки кабеля между близко расположенными объектами.

С появлением устройств с протоколом MODBUS(язык на котором можно разговаривать с устройством) это СУ КНС Канал (Напор), расходомеры Вzlёт, MDS, СУ СК фирмы Lufkin, массомеры, узел учета ДНС 6 и т.д. – проблема медленного радиоканала обострилась, Проблема связана со спецификой самого протокола и чтение данных с таких устройств производится в несколько посылок, что сильно загружает радиоканал. Для решения этой проблемы было предложено на базе контроллера реализовать алгоритм концентратора.

Суть данного алгоритма в следующем – контроллер-концентратор проводит циклический опрос контроллеров по вторичному радиоканалу для получения и хранения заданных параметров. Программа верхнего уровня (на Диспетчерском Пункте) обращается к концентратору и получает сохраненную информацию за одну посылку. Если требуется информация которая не опрашивается циклически, то программное обеспечение верхнего уровня обращается напрямую к контроллерам.

Применение радиомодема позволяет решить ряд проблем, а именно:

- решить аппаратную проблему разделения частоты между серверами XСрoс, ЦДНГ и другими пользователями;
- наличие порта Ethernet позволяет установить модем в любом удобном месте, где есть корпоративная сеть;

- удешевить:

- а) оборудование на объектах, где установлены приборы имеющие интерфейс RS 485 либо RS 232. На таких объектах достаточно установить вместо контроллера блок питания и сам модем. Модем имеет два аналоговых и четыре дискретных входов для подключения разного типа датчиков;

- б) оборудование на объектах за счёт применения более дешевого вторичного радиоканала;

- сократить цикл опроса:

а) применение вторичного радиоканала (868 МГц) позволяет создавать группы объектов, где модем-концентратор собирает с подчиненных объектов необходимую информацию, и по запросу выдает ее единым пакетом, что кратно сокращает опрос данной группы;

б) предусмотрена возможность подключения радиостанции «Integra» с меньшим временем «разогрева» порядка 10мс, в отличие от DM-55 со временем разогрева порядка 70 мс. Для подключения радиостанции «Integra» предусмотрен специальный порт;

в) модем имеет возможность передачи данных на скорости 4800 бит/сек, однако эксперименты были проведены на ближних объектах. Необходимо проверить модемы на данной скорости на основных удаленных ретрансляторах.

Экономический эффект представлен в виде таблицы.

Впрочем, более долгий срок окупаемости, не служит препятствием к организации вторичного радиоканала, т.к. имеются иные преимущества, которые позволяют:

- отказаться от прокладки кабеля между близко расположенными объектами, что приводит к экономии на транспорт и трудозатраты;
- исключает вероятность повреждения кабеля при проведении земляных работ;
- имеет в своём составе более быстрые и дешевые модемы по сравнению с FM модемами;
- приводит к незначительному, но увеличению цикла опроса. На данный момент на объектах НГДУ с начала года установлено 10 модемов. С момента установки аппаратных отказов замечено не было. Были опробованы модули вторичного радиоканала диапазона 2,4 ГГц обеспечившие уверенную связь порядка 700м-1 км.

Мобильная пробоотборная система ПОТОК-8

Р.Р. Матуров (НГДУ «Джалильнефть»)

Корректное определение процента обводненности добывающих скважин – актуальная тема для нефтедобытчиков, особенно в условиях поздней стадии разработки месторождения, отличающейся высокой обводненностью продукции скважин.

Особенно остро стоит вопрос по достоверности определения обводненности продукции нерентабельных и убыточных скважин, где точность информации определяет ее рентабельность.

Процедура отбора проб в ручном режиме с участием оператора, требует тщательного подхода в данном вопросе, а именно: на качество отбираемой пробы влияет

текущее состояние пробоотборника (пробоотборник не должен содержать посторонние включения), режим отбора пробы (соблюдение скорости потока жидкости при отборе), режим работы скважины:

- скважины, работающие в периодическом режиме могут в разные моменты времени иметь разную обводненность.

- качество пробы при ходе плунжера вверх и вниз также может отличаться).

Таким образом, при ручном сборе пробы для получения качественной достоверной пробы необходимо учесть все вышеуказанные факторы.

Предлагаем для проведения контрольных замеров процента обводненности использовать модернизированную мобильную пробоотборную систему «ПОТОК-8» на базе пробоотборника ПОРТ-8 (рисунок №1).

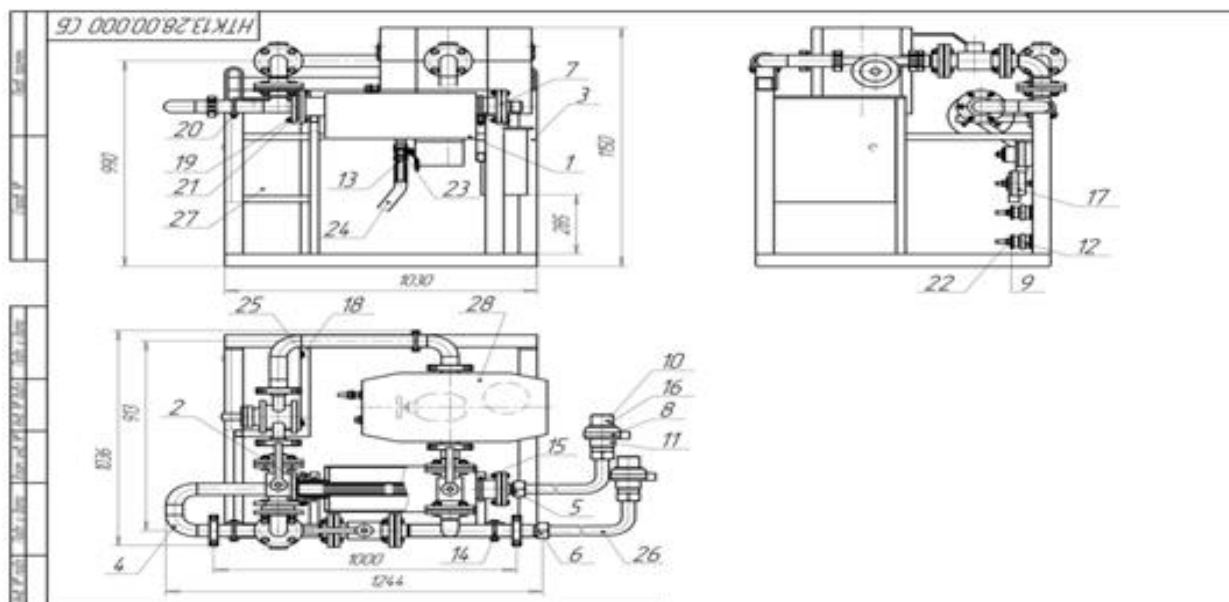


Рисунок №1. Мобильная установка «ПОТОК-8»

На 2015 год составлен график по извлечению глубинно-насосного оборудования из убыточного фонда на 128 скважинах. На сегодняшний день составлен график по исследованию данного фонда. На 01.05.2015года на 14 скважинах произведены исследования по определению обводненности скважин (табл. №2).

Таблица №2.

№ п/п	№ скв.	Категория	Qж, м3/сут.	Qн, т/сут.	% обв. по режиму	% обв. по ПОТОК-8	Δ Qн, т/сут
1	11762	убыточная	64	0,6	99,0	98,5	+ 0,2
2	7408	убыточная	6	0,3	95,0	96,0	- 0,1
3	12010	убыточная	18	0,6	96,0	90,0	+ 1,0
4	22036	убыточная	12	0,7	93,0	93,0	0

5	22289	убыточная	52	0,9	98,0	97,0	+ 0,4
6	22315	убыточная	20	0,9	95,0	96,0	- 0,2
7	22226	убыточная	140	3,6	97,0	96,0	+ 1,2
8	1316	убыточная	130	2,2	98,0	97,0	+ 1,2
9	5243	убыточная	107	2,8	97,0	97,8	- 0,8
10	5267	убыточная	80	1,4	98,0	97,0	+ 0,6
11	5252	убыточная	100	1,7	98,0	98,0	0
12	5233	убыточная	127	2,2	98,0	98,3	- 0,3
13	5336	убыточная	180	1,6	99,0	98,7	+ 0,4
14	11666	убыточная	66	0,3	99,5	99,0	+0,3

После проведения исследований 3 скважины оставили в работе. После эксплуатации с данными дебитами скважины вышли на рентабельность. Проведения данных мероприятий позволило увеличить дебит по скважинам на 9,8 т/сут, индекс доходности за 6 лет составит 89754 тыс. руб., срок окупаемости в течение года.

Внедрение мобильной пробпоотборной установки «ПОТОК-8» позволит достоверно определять обводненность продукции нерентабельных и убыточных скважин.

Система оперативного контроля и управления узлами учёта нефти в НГДУ «Джалильнефть»

И.Д. Тухфатуллин, Э.М. Сафиуллина (НГДУ «Джалильнефть»)

В настоящее время добываемая продукция ЦДНГ №2,3 общим потоком поступает в ЦКППН, где учитывается добываемая нефть по взливам (в товарных РВС), распределение добываемой нефти проводится по сумме показаний массометров установленных на узлах учёта ЦДНГ в процентном соотношении.

Ежемесячно, согласно Внутреннего регламента с массовых расходомеров отбирают пробу и определяют в лаборатории плотность нефти и плотность воды, после чего полученные данные вводят как постоянные величины в массометр.

Массометр измеряет две величины проходящей через него жидкости: объем жидкости, плотность жидкости, а все остальные показания: объем нефти; объем воды; обводненность - вычисляет, используя введенные в него значения плотностей воды и нефти.

Основными недостатками существующей системы контроля узлов учета нефти являются: 1.Отсутствует прямой контроль и управление за оперативными узлами учета

нефти специалистами технического отдела (метрологи) и специалистами ЦИТС; 2.Неполная, косвенная информация о работоспособности массовых расходомеров (аварии); 3.Отсутствует оперативная информация о введенных параметрах по плотности воды, нефти; 4.Отсутствует возможность оперативного изменения параметров по плотности воды, нефти (необходим выезд специалистов ЦДНГ, РЦАП ООО «Татаавтоматизация», метролога ТО НГДУ на УУН); 5.Отсутствует информация по аварийным сигналам с расшифровкой типа аварий при выходе из строя массовых расходомеров

В процессе эксплуатации массовых расходомеров в ЦДНГ выявлено, что показания по объёму жидкости не вызывают сомнения, так как они совпадают с показаниями расходомеров в пункте подготовки нефти (ЦКППН). Чего нельзя сказать о показаниях по нефти, так как расхождения с показаниями наличия нефти в ЦКППН расходятся до 15%, причем как в положительную, так и в отрицательную стороны.

Предлагаемые варианты устранения недостатков в учете добычи нефти:

Вариант-1. Необходимо проводить совместный выезд специалистов (ЦДНГ, РЦАП ООО «Татаавтоматизация», метролога ТО НГДУ на УУН), проводить отбор проб на удельный вес воды с узлов учёта нефти и последующим вводом лабораторных данных в массомеры.

Для получения достоверных данных по учёту нефти, было принято решение проводить замеры плотностей воды с узлов учёта с периодичностью не менее одного раза в неделю.

По данному варианту работы проводились с февраля 2014 года.

Недостатки: 1. Частые отвлечения специалистов от основной производственной деятельности. 2. Корректировка массомера по плотности воды проводится только раз в неделю, что не даёт возможность получения достоверных данных.

Учитывая недостатки первого варианта было принято решение о реализации второго варианта.

Вариант-2. Реализовать перенастройку массомера в автоматическом режиме при изменении физических свойств добываемой жидкости (удельного веса воды)

Выводы:

Предлагаемая система оперативного контроля и управление узлами учета нефти в НГДУ позволит уйти от факторов осложняющих качественное измерения добытой нефти из-за частого изменения рабочего фонда скважин ЦДНГ и реализовать следующие функции: 1. Оперативный контроль за узлами учета нефти специалистами технического отдела (метрологи) и специалистов ЦИТС; 2. Получение полной информации о

работоспособности массовых расходомеров (аварии); 3. Получение оперативной информации о введенных параметрах по плотности воды, нефти; 4. В автоматическом режиме определять плотности воды, и вводить данный параметр в трансмиттер массового расходомера; 5. Архивировать аварийные сигналы с расшифровкой типа аварий.

Экономическая эффективность предлагаемой системы оперативного контроля и управления узлами учета нефти основана на экономии транспортных затрат и трудовых ресурсах. Экономический эффект составляет 134,9 тыс. руб. в год.

Внедрение системы оперативного контроля и управления узлами учета нефти позволит качественно повысить уровень учета добываемой нефти, оперативно получать информацию и определять ее достоверность на основании которой, специалисты НГДУ могут принимать правильные решения.

Автоматический учет расхода деэмульгаторов на объектах нефтедобычи

Б.К. Хайрутдинов, Р.Н. Садриев (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день в НГДУ «Елховнефть» для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод используются блоки дозирования реагентов типа БР-2,5.

Расход жидкости рассчитывается по измеренному значению давления на емкости БР и геометрическим параметрам емкости. Результаты измерения давления по системе телемеханики передается на АРМ диспетчера ЦДНГ, где производится расчет.

Основными недостатками существующего метода сбора и передачи информации являются:

1. Полученные результаты измерений оперативным персоналом заносятся в КИС "АРМИТС" вручную, тем самым существует риск записи не достоверной информации.
2. Параметры для расчета (объем емкости, плотность жидкости) заносятся и отображаются только на АРМ-диспетчера ЦДНГ, тем самым затруднен контроль за корректностью введенных параметров со стороны технологического персонала НГДУ.
3. Отсутствует возможность у технологического персонала оперативно производить анализ расхода деэмульгатора по всем объектам НГДУ на одном рабочем месте.

Для решения вышеуказанных вопросов совместно с Инженерным центром был реализован следующий алгоритм:

- результаты измерений давления в емкости БР передаются в Буфер ТМ АРМИТС;
- полученные данные анализируются системой на достоверность и далее подкачиваются в подсистему "Дозаторные установки" КИС "АРМИТС";

- в подсистеме "Дозаторные установки" результаты измерений давления по заложенному алгоритму рассчитывают уровень и расход жидкости;
- формируется архив измерений.

Алгоритм расчета расхода жидкости в КИС "АРМИТС" реализован следующим образом:

Давление в нижней части емкости измеряется датчиком давления.

Подсчет уровня производится по формуле зависимости давления от высоты столба жидкости.

Расход жидкости определяется по результатам измерения уровня и геометрических данных емкости.

Одними из основных функциональных возможностей реализованной системы являются:

- контроль за подачей деэмульгатора и соответствия объема закачки заданному плану;
- контроль за работой насоса;
- сигнализация при отклонении от заданных технологических режимов;
- возможность подкачки информации о расходе деэмульгатора на смартфон оператора;
- передача по мобильному смартфону в КИС "АРМИТС" сведений о заправке деэмульгатором емкости БР.

Для расчета эффективности внедрения были использованы следующие исходные данные (таб.1).

Таблица 1. Расчета эффективности внедрения

Количество подготавливаемой нефти в НГДУ за год	2 958 тыс. тонн.	
Затраты деэмульгатора на 1 тонну нефти до внедрения (апрель 2014г.)	82,406 гр./тонн.	6,81 руб./тонн.
Затраты деэмульгатора на 1 тонну нефти после внедрения (апрель 2015г.)	81,767 гр./тонн.	6,76 руб./тонн.
Стоимость внедрения	54 тыс. руб.	

Согласно расчёта эффективности внедрения данного решения чистый дисконтированный доход за 10 лет составит 751 тыс.руб.

Дисконтированный срок окупаемости составит менее одного года.

Внедрение данного решения позволило:

- достоверно измерять расход деэмульгатора путем исключения человеческого фактора.
- технологическому персоналу оперативно отслеживать расход деэмульгатора на всех объектах НГДУ и оперативно вносить корректировки.
- сократить затраты на приобретение деэмульгаторов, за счет рациональной подачи деэмульгатора.

Автоматизация процесса оформления технических условий

И.Д. Калимуллин (НГДУ «Нурлатнефть»)

Цель работы: разработка методики и алгоритма автоматизированной системы оформления технических условий, которая позволит сократить время, необходимое на выдачу ТУ, и снизить трудоемкость процесса.

Задачи:

- Изучить, сколько ТУ выдается техническим отделом в год;
- Определить время, затрачиваемое на выдачу 1 технического условия;
- Расписать по этапам и составить схему процесса;
- Создать базу данных объектов, на которые выдаются ТУ.

Технические условия представляют собой документ, в котором отражены основные требования к выполняемым работам. В каждом техническом условии есть заголовок, в котором показано утверждение технического условия главным инженером НГДУ. Также каждое техническое условие имеет свои параметры: номер, название, указание того, каким отделом оно выдано, статус существующего положения по объекту, объект проектирования и цель работ.

Ежегодно техническим отделом НГДУ «Нурлатнефть» выдается более 100 технических условий. К примеру, в 2012 г. выдано 126 технических условий, в 2013 г. 136 технических условий, в 2014 г. выдано 148 технических условия. По состоянию на 28.04.2015 г. выдано 74 техусловия. При выдаче ТУ на проектируемый объект задействуются геологические и производственные отделы: ТОДНиГ, ГО, ПОДНГ, СГТ, СГМ, СГЭ, СППД. На выдачу ТУ каждый отдел затрачивает значительное время, поскольку для его оформления необходимо вручную собирать разрозненную информацию. К тому же это очень трудоемкий процесс, к которому привлечено очень много сотрудников.

Процесс выдачи на сегодняшний день выглядит следующим образом. Службой главного геолога НГДУ за 40 месяцев до начала первого года в проектируемой трехлетке

доводится до отделов главного маркшейдера, ОТС и ОБС, отдела добычи, службы ППД, ПООМ номера скважин по бурению в проектируемой трехлетке для первичного кустования. Перечень утверждается начальником НГДУ и не подлежит изменению. Службами главного маркшейдера, ОТС и ОБС, отдела добычи, службы ППД, ПООМ за 36 месяцев до начала первого года в проектируемой трехлетке проводится кустование скважин и формируются схемы кустования, которые утверждаются главным геологом. После кустования перечень скважин передается службой главного геолога на утверждение начальнику НГДУ и доводится в утвержденном виде до (всех задействованных отделов) ПОДНГ, СППД, ПООМ, ОТС и ОБС, ОТГ и МР, ОГЭ, ПСО, ЦДНГ и ЦППД в течение 5 рабочих дней. В течение 14 рабочих дней, по запросу ПООМ, отделами НГДУ предоставляются технические условия согласованные курирующим отделом в ПАО "Татнефть". На основании технических условий от производственной службы технический отдел разрабатывает технические условия на проектирование объекта в части автоматизации. После разработки ТУ происходит их согласование со специалистами курирующих служб НГДУ и начальником АСУ ТП и М ПАО "Татнефть". Согласованные технические условия подписывает главный инженер НГДУ. Технический отдел после подписания технических условий главным инженером присваивает номер и предоставляет технические условия в ПООМ. Далее ПООМ предоставляет технические условия в институт "ТатНИПИнефть".

Я предлагаю автоматизировать данный процесс. При автоматизации сотрудники будут работать в программном модуле, где им будет предоставляться готовый шаблон, который можно последовательно заполнять с помощью удобного меню или выпадающих списков. После редактирования одним отделом шаблон будет направляться в электронном виде в следующий отдел согласно расписанным выше этапам. Это будет выглядеть следующим образом. К примеру, имеется перечень объектов автоматизации, которые оснащаются средствами автоматизации согласно «Основным положениям по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим управлением ПАО "Татнефть"», РД 153-39.1-458-06: скважины добывающие, нагнетательные, ГЗУ, ДНС, УПСВ, УПСВН, УПВСН, ВБГ. Все эти объекты будут внесены в базу данных программного модуля, также будет возможность добавлять новые объекты. Сотрудник сперва выбирает тип скважины: добывающая или нагнетательная. Затем он выбирает необходимые средства автоматизации. К примеру, нагнетательная скважина комплектуется следующими средствами автоматизации: контроллер с модемом, средство измерения дебита, датчик давления.

После завершения всех действий частично заполненный шаблон отправляется в следующий отдел, который также будет заполнять его по своей части. В итоге заполненный шаблон будет отправлен в институт "ТатНИПИнефть".

Разрабатываемая мной система позволит ускорить процесс выдачи ТУ и снизит трудоемкость процесса.

Повышение эффективности подготовки нефти с применением современных методов автоматизации

Д.Р.Маннапов (НГДУ «Ямашнефть»)

Установка подготовки высокосернистой нефти (УПВСН) НГДУ «Ямашнефть» была построена по проекту, разработанному институтом «ВНИПИнефтепромхим» и эксплуатируется с 1982 года. Первоначальная проектная мощность установки составляла 1600 тыс. тонн товарной нефти в год. В ходе эксплуатации УПВСН подвергалась нескольким реконструкциям с целью повышения производительности и обновления оборудования. Производительность установки была доведена до 2300 тыс. тонн товарной нефти в год.

Установка состоит из блока теплообменников, блока печей ПТБ-10, блока сепараторов, блока резервуаров, блока технологических отстойников 1 ступени обезвоживания, блока технологических отстойников 2 ступени обессоливания, блока буферных емкостей, узла отдувки сероводорода, узла нейтрализации сероводорода в нефти, блока измерения и контроля качества (БИК), блока обеспечения.

Текущая оснащенность средствами автоматизации и управления затрудняет повышение эффективности и производительности установки.

Для модернизации системы автоматизации АСУТП УПВСН были проработаны технические условия, детально описывающие требования к вновь вводимой системе, в частности, горячее резервирование контроллера на верхнем уровне АСУТП, а так же избыточность для дальнейшего расширения системы. С целью эффективной реализации требований технических условий совместно со службой главного технолога, отделом автоматизации производственных процессов, специалистов ООО «Татинтек» была определена следующая концепция.

1. В целях сокращения кабельной продукции территория УПВСН разделена на 3 зоны, в каждой из которых установлены узлы сбора и обработки данных.

2. Узлы сбора и обработки данных осуществляют сбор и обработку информации об управляемых зонах и передачу информации в центральный процессор, вырабатывающий сигналы управления.

3. Контроллеры системы АСУ ТП обеспечивают подключение по интерфейсу RS-485 и обмен данными по протоколу MODBUS RTU.

4. Система имеет программные и аппаратные средства для подключения к сети Ethernet и выдачу данных по протоколу OPC.

В качестве ключевого звена – контролера верхнего уровня, обеспечивающего горячее резервирование, был выбран контроллера Simatic серии S7-400F/FH. Он состоит из двух подсистем, которые синхронизируются через волоконно-оптические кабели. Эти две подсистемы образуют отказоустойчивую систему автоматизации, которая работает с двухканальной структурой (1–из–2) по принципу «активного резервирования». Для выбранного контроллера это означает, что в двух CPU (основной и резервируемый) находится абсолютно одинаковая программа пользователя, которая выполняется синхронно обоими CPU.

Структура сети с волоконно-оптическими кабелями реализуется посредством модулей оптической связи (OLM) на основе промышленных сетей PROFIBUS DP/PA. Структура сети с OLM – резервируемое кольцо.

Программируемые контроллеры Simatic S7-400F/FH в сочетании со станциями распределенного ввода-вывода ET 200M позволяют создавать распределенные системы автоматики безопасности и противоаварийной защиты (FH-системы), в которых возникновение аварийных ситуаций не создает опасности для жизни обслуживающего персонала и угрозы для окружающей природной среды.

Реализуемые решения соответствуют действующим правилам и стандартам. Реализуются важные условия:

- Улучшение технико-экономических показателей работы за счет автоматизированного поддержания технологического режима в рамках заданных плановых и технологических ограничений с учетом увеличения мощности производства.
- Обеспечение возможности совершенствования технологических процессов.
- Защита и блокировка работы технологического оборудования при нарушениях нормального хода технологического процесса.
- Обеспечение автоматизированного эффективного управления технологическими процессами в нормальных, переходных, предаварийных и аварийных режимах работы.
- Защита технологического оборудования и обслуживающего персонала при угрозе аварии. Повышение уровня информационного обеспечения технологического и эксплуатационного персонала.
- Повышение надежности работы самой системы

управления за счет применения современных средств. - Обеспечение персонала ретроспективной технологической информацией (регистрации событий, расчет показателей, диагностика оборудования и др.) для анализа, оптимизации и планировании работы оборудования и его ремонта.

Создание единой информационной базы по договорным отношениям между компаниями ООО «УК «Татбурнефть» и УК ООО «ТМС групп»

Е.А. Сабирова (ООО «УК «Татбурнефть»)

На сегодняшний день ООО «УК «Татбурнефть» является одной из крупнейших компаний Республики Татарстан, которая специализируется на строительстве разведочных и эксплуатационных скважин. За историю компании было пробурено более 75 млн. горных пород. Освоение таких объемов работ не представляется возможным без применения сотен наименований эксплуатируемого оборудования.

Для постоянного поддержания оборудования в работоспособном состоянии ООО «УК«Татбурнефть» тесно сотрудничает с подрядными организациями, специализирующимися на техническом обслуживании и ремонте бурового оборудования. Один из основных подрядчиков по ремонту и обслуживанию БО является УК ООО «ТМС групп». В настоящее время в компанию «ТМС групп» направляются более 15 видов заявок, таких как, завоз/вывоз АКБ, завоз/вывоз ПВО, аренда БТ, перевозка БТ, БО, изготовление готовой продукции «Татнефть-РНО-МехСервис», изготовление готовой продукции «ТМС-Буровой Сервис», проведение УЗД БТ и т.д.

Одна из типовых проблем компании – многочисленные каналы поступления заявок. Каналы поступления заявок могут быть разные: телефон, факс, графики плановых работ, бумажные документы, специализированные программы. В дополнение к ним поступают отмены, переносы, корректировки так же в разных видах. При возникновении сложностей на выполнение заявок несвоевременное информирование нужных лиц.

Сложный контроль исполнения заявок. Таким образом, как мы видим на первом графике, пик роста неисполнения заявочных работ на 31.ноября. в среднем составил 15 просроченных заявок, рост суток просрочки выполнения заявок по ним составил 334 суток. Высокие трудозатраты из-за скрытых потерь (при подаче заявок и контроле исполнения) до 90 мин на одну заявку. В итоге: срывы важных работ, увеличение непроизводительного времени, неудовлетворенность заказчика. Для устранения вышеуказанных недостатков в заявочной системе компании мною реализован проект

«Создание единой информационной базы по договорным отношениям между компаниями ООО «УК «Татбурнефть» и УК ООО «ТМС групп».

Идея проекта заключается в том, чтобы к 30.11.2015 года 100% заявок на ремонт и обслуживание бурового оборудования от ООО «Бурение» в УК ООО «ТМС групп» подавались через автоматизированную систему 1С: Процессное управление. Для реализации проекта будут объединены информационные базы двух компаний.

- Регистрация, согласование и передача заявок исполнителю в электронном виде, позволит нам снизить трудозатраты на формирование и подачу одной заявки в ПБР ООО «Бурение» снижены с 40 мин. до 10 мин. за счет отмены бумажного документооборота;

- Отслеживание исполнения заявок в режиме on-line позволит нам снизить трудозатраты на контроль одной заявки в ПБР ООО «Бурение» снижены с 40 мин. до 10 мин. за счет автоматического информирования;

- Эскалация напряженности до наступления просрочки по заявкам дает возможность применения КиПД на уровне высшего руководства;

- Назначение владельцев процесса с четким описанием функций (КПЭ) позволит повысить ответственность персонала.

После проведения картирования процесса подачи заявок выявили, что на подачу заявок до реализации проекта в одном ПБР уходит в среднем 60 часов в месяц. После реализации проекта время на подачу заявок сократится в два раза.

Результаты реализаций мероприятий:

- 02.10.2014г. создана единая информационная база в виде совместного портала, что позволило объединить базы 1С:ПУ (<http://tmc-brs/>);

- 25.10.2014 г. открыт доступ на портал 23 работникам ООО «УК «Татбурнефть».

- 10.02.2015г. запущен сквозной процесс «Перевозка БТ» в программу 1С:ПУ, что позволило реализовать возможности совместной базы;

- В систему подано 113 заявок на перевозку БТ, что составляет 100% от АПБР;

- Количество просроченных заявок по АПБР сократилось с 84 суток до 47 суток;

- С 10.02.2015г. по 10.03.2015г. трудозатраты на подачу и контроль исполнения заявок сократились на 45 часов в месяц, что составило 117000 т.р.;

Идеи для дальнейшего совершенствования:

1 этап. Тиражирование проекта по внедрению системы на остальные виды заявочных работ в АПБР; **Ориентировочная сумма эффекта составит 351 тыс.руб./год (+156 т.р. на ПВО)**

2 этап. Планируется подключить в систему все ПБР; **Ориентировочная сумма эффекта составит 2 млн. 106 тыс.руб./год**

Данный проект позволит нам своевременно реагировать на инциденты связанные с ремонтом и обслуживанием БО, найти коренную причину проблемы, разработать мероприятия по дальнейшему недопущению.

Автоматизация формирования статистической отчетности ПАО "Татнефть" в ИС «Статотчетность»

В.В. Мигалейко (ООО «ТатАСУ»)

В деятельности каждого предприятия неизбежны процессы формирования разнообразной отчетности для внутренних (менеджеры) и внешних (акционеры, государство) пользователей. Для крупных предприятий, как правило, характерны высокая трудоемкость, низкая формализация, недостаточная оперативность и недостоверность предоставляемой отчетной информации.

В ходе проведения анализа формирования статистических отчетов ПАО "Татнефть" выяснилось, что все отчеты формируются вручную в MS Excel. Для формирования статистического отчета ответственный специалист структурного подразделения, собирает информацию из различных систем (ТННД, SAP, УСОИ, АСУ Транспорт, APG-Control, ServiceDesk и т.д.), кроме того для получения некоторых данных необходимо обращаться к специалистам из других отделов и чаще всего специалист получает информацию на бумажном носителе. После того, как отчет заполнен и проверен, он проходит процедуру согласования на уровне структурного подразделения. Отчет распечатывается на бумажном носителе и подписывается ответственным лицом. Для того, чтобы сформировать консолидированный отчет по ПАО "Татнефть" необходимо, чтобы каждое структурное подразделение, формирующее статистический отчет на своём уровне, передало его ответственному специалисту в исполнительный аппарат ПАО "Татнефть". Ответственный специалист формирует сводный отчет в MS Excel, после чего отчет проходит процедуру согласования на уровне ПАО "Татнефть". Когда отчет подписан и утвержден, его необходимо отправить в Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Татарстан. Каждый из процессов, описанных выше, занимает большое количество времени.

Автоматизация подготовки отчетности на базе современных технологий хранилищ данных позволяет не только сократить затраты на персонал и минимизировать риски срыва сроков, но и обеспечить гарантированную достоверность данных, представленных в любом типе отчетности. Для автоматизации отчетов было принято решение использовать корпоративную информационную систему «Статотчетность». Функциональность такого

решения обеспечивает повышение скорости формирования статистических отчетов; сбор исходных данных отчета и нормативно-справочной информации; упорядоченное, централизованное хранение данных без ограничения срока давности; достоверность данных; защиту данных от несанкционированного доступа; возможность корректировки показателей; консолидацию отчетности; контроль своевременности и корректности сдачи отчетных форм по всем уровням цепочки сдачи отчетности; удобство осуществления деловых процессов и документооборота в компании.

Преимуществами использования автоматизированной системы подготовки отчетности являются значительное повышение производительности труда и снижение трудозатрат; предоставление отчетности высокого качества (по оперативности, точности, уровню детализации); легкая адаптация к изменениям в организационной структуре; возможность представления данных в любых разрезах (по видам деятельности, по территориальному признаку, сравнительный анализ плановых и фактических данных за полгода, год, месяц, квартал); соответствие международным стандартам и нормам; дальнейшее развитие функциональности.

Основной целью эксплуатации Системы является повышение оперативности, эффективности и качества сбора и представления статистической информации.

Автоматизация формирования статистической отчетности ПАО "Татнефть" - один из важнейших проектов, который позволит существенно сократить трудозатраты на формирование статистической отчетности. В среднем до автоматизации формирование одного отчета занимало приблизительно 120 минут рабочего времени, после автоматизации время формирования, согласования и отправки статотчета в госорганы займёт не более 7 минут. В результате такого решения не только высвобождается рабочее время ответственных специалистов для других более важных задач, но и обеспечивается достоверность и своевременность предоставления информации за счет того, что данные импортируются прямо из других информационных систем – источников данных в чётко указанное время с определенной периодичностью.

Экономический эффект от внедрения системы за три года эксплуатации составит приблизительно 2 млн. руб. В последующие годы прибыль значительно возрастет за счет того, что в разработку системы средства уже вкладываться не будут, а также за счет автоматизации формирования внутренней отчетности ПАО "Татнефть".

Что касается перспектив развития, то необходимо отметить, что в КИС «Статотчетность» планируется автоматизировать формирование всей внутренней отчетности ПАО "Татнефть", такие работы уже ведутся, например, по Транспортному

управлению и Управлению энергетике. Кроме того, разработчиками Системы непрерывно ведётся работа по расширению функционала Системы.

Разработка программы WaveletSelector для апробирования методик вейвлет-преобразования данных сейсморазведки на площадях ПАО «Татнефть»

Р.А.Алексеев (ТГРУ ПАО «Татнефть»)

Метод вейвлет-преобразования в последнее время находит себе обширное применение в различных областях науки и техники для анализа сигнала, фильтрации, сжатия данных, кодирования. В последнее десятилетие появляется все больше публикаций о его применении к данным сейсморазведки, в том числе для прогнозирования свойств резервуаров углеводородов по частотным характеристикам сигнала. Вейвлет-анализ сейсморазведочных данных применялся на нефтяных месторождениях в разных частях земного шара (Мексиканский залив, Иран, шельф Бразилии и др.)

Вейвлет-анализ имеет некоторое сходство с Фурье-анализом, только в нем производится разложение исходного сигнала на сумму коротких импульсов специальной формы – вейвлетов. Преимущество вейвлет-метода заключается в его высокой локальности, в частности он позволяет более тонко анализировать характеристики сейсмического сигнала в узком интервале нефтяной залежи.

Перед автором стояла задача апробации методик вейвлет-анализа сейсморазведочных данных, характерных для геологических условий на нефтяных месторождениях Татарстана. При этом основной проблемой являлось количество различных вариантов применения вейвлет-метода. В литературе описано применение нескольких различных методик расчета вейвлет-преобразования сейсмических данных. Кроме того, может варьироваться как тип вейвлет-импульса, так и длительность импульса (“эффективная частота”). Это приводит к тому, что сложно выбрать оптимальные параметры для расчета из многих сотен вариантов. Любой выбор будет иметь скорее субъективный и случайный характер.

Для решения этой проблемы автором написана программа WaveletSelector. Она осуществляет полный перебор параметров вейвлет-преобразования в автоматическом режиме и предварительную оценку качества для разных вариантов. Программа реализована в виде скриптов для свободно распространяемого пакета Rstatistics (www.r-project.org)

На вход программе подаются данные сейсморазведки МОГТ 2D/3D, а также скважинные данные по интересующему пласту – пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др. В текущей версии программа осуществляет автоматический перебор трех разных методик расчета CWT, CWTFT, DWT, 5 типов вейвлет-импульса, эффективных частот от 12 до 100 Гц. Для каждого варианта расчета вычисляется коэффициент корреляции между пластовыми параметрами и результатом вейвлет-преобразования сейсмических данных. Результатом работы программы является таблица коэффициентов корреляции для каждой комбинации. Из таблицы затем выбираются варианты с наивысшими коэффициентами корреляции, для которых проводится дальнейший визуальный анализ и оценка качества. Для прошедших отбор строятся регрессионные зависимости между пластовым параметром и результатом вейвлет-преобразования сейсмических данных.

На втором этапе для лучших вариантов проводится расчет атрибутов вейвлет-преобразования по всему сейсмическому материалу и пересчет в значения пластового параметра согласно полученным регрессионным зависимостям. Конечным результатом является прогнозная карта значений пластового параметра на межскважинном пространстве.

Методика опробована на Баллаевском участке Ново-Елховского месторождения по данным МОГТ 3Ди 35 скважинам. Построены прогнозные карты для пашийского горизонта, турнейского яруса и бобриковского горизонта.

Положительный эффект от использования программы WaveletSelector заключается в возможности извлечения дополнительной информации о пластовых параметрах из сейсморазведочных данных и более точном определении мест заложения новых скважин.

Автоматизация процесса учета отгрузки ТМЦ

Д.Ф. Абсалямов (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время фонд управляемого оборудования в компании состоит из около 3000 номенклатур, в количестве более чем 8 млн. единиц. Оборудование эксплуатируется на объектах юго-востока Татарстана и соседних областей, хранится и ремонтируется на 28 базах и производственных участках компании. Ежемесячно через КПП проходит около 9 тыс. автомашин с оборудованием. Более 250 человек – комплектовщики, грузчики, охранники, являющиеся сотрудниками разных организаций, участвуют в процессе отгрузки и вывоза оборудования. На каждом этапе (получение заказа, комплектация, формирование товарно-транспортных накладных, вывоз через КПП) участники процесса

используют свои системы учета и документы. В процессе используются – бумажный талон на отгрузку, бумажные журналы учета автотранспорта и груза на КПП, а также система «1С:Управление производственным предприятием» («1С:УПП») для учета оборудования и формирования товарно-транспортных накладных. При такой организации процесса и трафике неизбежны случаи несоответствия информации в товарно-транспортных накладных с вывозимым грузом и соответственно возможны хищения. Таким образом, обеспечение сохранности имущества и качество выполнения заявок, являются одними из важнейших задач для компании.

В этой работе описан пример автоматизации процесса отгрузки ТМЦ для исключения производственных потерь. Проведя работу по изучению процесса вывоза имущества с территории компании, были выявлены узкие места, непосредственно влияющие на сохранность имущества и качество выполнения заявок. Потери возникают в местах непосредственного влияния человека на ход выполнения заявки, а именно:

1. Ошибки при оформлении первичных документов.
2. Низкий уровень контроля вывоза ТМЦ с территории цеха.
3. Возможность хищения (подделка накладной на отгрузку ТМЦ, догрузка ТМЦ без информирования ответственного лица, сговор ответственных лиц).

Также, сопоставив возможные риски в части оформления первичных документов с ошибками, было выявлено, что некорректная комплектация оборудования ведет к повторным работам по заводу требуемого оборудования на объекты заказчика. Проанализировав динамику простоев бригад ПРС увидели, что одной из основных причин простоя является - невыполнение нормативного времени выполнения заявки, связанная с некорректной комплектацией оборудования, при этом возникают риски простоя бригад ПРС, потерь нефти от простоя скважины, выставления штрафных санкций.

С целью минимизации и исключения влияния человеческого фактора на процесс отгрузки ТМЦ, обеспечения сохранности имущества предприятия был реализован проект «Автоматизация процесса документооборота при отгрузке ТМЦ с предприятия» на базе «1С: УПП».

Суть автоматизированной системы учета отгрузки ТМЦ состоит в том, что весь цикл движения документа на отгрузку ТМЦ отражается в системе – от момента создания талона на погрузку ТМЦ, до момента выезда машины через КПП:

1. Оформление талона на погрузку ТМЦ осуществляется путем выбора номенклатур и количества ТМЦ числящихся в остатках на складе.
2. Оформление накладной на вывоз ТМЦ возможно только на основании талона на погрузку ТМЦ путем сканирования штрих-кода, без возможности изменения данных.

3. Выезд автотранспорта через КПП возможен только на основании накладных оформленных в системе, контроль вывоза ТМЦ осуществляется путем сканирования штрих-кода накладной и внесения информации о фактическом наличии ТМЦ в автотранспорте.

4. В случае выявления отклонений, сотрудник охранного предприятия в 1С:УПП указывает вид отклонения и блокирует выезд автотранспорта с территории цеха, проводится оперативный разбор несоответствий с оформлением акта. После чего документ корректируется, пере подписывается и проходит повторный цикл согласования в 1С:УПП.

Все стадии процесса отгрузки ТМЦ фиксируются средствами процессного управления, с указанием ответственных лиц и времени выполнения каждой операции, без возможности изменения или удаления документов. История операций по вывозу ТМЦ доступна для просмотра в любой момент времени, что значительно повышает качество контроля сохранности имущества компании.

На сегодняшний день реализованный функционал уже успешно используется на двух предприятиях компании. В планах – тиражирование данной системы во всех подразделениях предприятия.

Для ПАО "Татнефть" эффект от автоматизации процесса учета отгрузки ТМЦ достигается за счет снижения уровня недоборов нефти от простоя скважины в ожидании ГНО ориентировочно на 121т в год и снижения дополнительных затрат на оплату работы бригад ПРС на 644 часа в год. Общий экономический эффект 2,29 млн. руб.

Повышение эффективности работы цехов ООО, методом автоматизации рабочего процесса датчиков МЕТРАН

А.М. Гаврилов (УК ООО «ТМС групп»)

Вы никогда не задумывались, можно ли улучшить улучшение? Вот пример: регистрация работ в ООО - это система из 8 датчиков с охватом всех цехов управляемого общества. Датчики установлены на установках гидроопрессовки НКТ. 24 часа в сутки информация поступает в виде графика на монитор оператора ЦУП для анализа и выявления потерь производительности.

Итак, датчики помогают выявлять отклонения по производительности, но насколько это эффективно?

Для полной эффективности использования информации по фактической производительности нужно установить причины простоя оборудования. Для этого

оператором ЦУП ежедневно просматривалась информация в базе МЕТРАН, которая представлена там в виде графика, и вручную формировался отчёт по времени возникновения «нулевых тактов» (простой оборудования в рабочее время более 15 минут). Данная информация направлялась в цеха, где мастера отмечали фактическую причину остановки станка и возвращали в ЦУП для хранения данных. На все эти действия у оператора уходило более 4-х часов в день. Так же в данной схеме существовало множество рисков, связанных с человеческим фактором – искажение информации при передаче данных.

Для решения проблемы, был проведен детальный анализ и поставлена чёткая задача: исключить искажение данных по производительности и обеспечить единую базу по хранению информации. Задача сложная, но как оказалось решаемая.

Для устранения проблемы, мною было принято решение о создании принципиально новой схемы импорта информации с датчика «МЕТРАН» в 1С. Сразу возникла проблема – данные с датчиков поступают с интервалом до 0,1 секунды. Такой объем лишней информации мог сильно перегрузить память. Необходимо было разработать алгоритм, при котором бы поступало минимум информации.

Идея есть, нужна реализация. Для начала определили данные необходимые для создания отчётов по производительности:

- Дата и время начала опрессовки,
- Дата и время достижения пика,
- Давление при достижении пика,
- Дата и время начала стравливания,
- Давление при начале стравливания,
- Дата и время окончания опрессовки.

Этих данных оказалось достаточно для создания отчётов и настройки бизнес-процесса по «нулевым тактам».

Далее совместно с группой соавторов разработали и запустили в работу ЕРС-схему по автоматическому информированию при простое оборудования, там же настроили функцию создания задачи сбора информации о причинах возникновения «нулевых тактов» для мастера (с эскалацией, в случае несвоевременного реагирования, до начальника цеха), настроил автоматическую рассылку отчётов по электронной почте.

Кроме того, в УК ООО существует портал совместной работы с НГДУ, где ведется плотный диалог и обсуждение проблемных вопросов, так сказать решение проблем здесь и сейчас, до написания официального письма. Сейчас реализуется выгрузка ссылки на показания датчиков МЕТРАН на портал, для своевременного контроля Заказчиком

проведения гидроопрессовки on-line, что тоже является результатом создания автоматизации передачи показаний датчиков МЕТРАН.

Автоматический импорт данных с программы МЕТРАН в 1С:ЦУП99 позволил сократить трудозатраты оператора ЦУП с 4-х часов в день, до нуля, а хранение данных в единой базе и получение актуального отчета за любой период, позволило эффективнее управлять предприятием и увеличить производительность проведения гидроопрессовки на 470 единиц НКТ в сутки.

Экономический эффект достигается за счет увеличения производительности выполнения гидроопрессовки НКТ, снижения повторных работ из-за некачественного проведения гидроопрессовки, а также за счет высвобождения ресурса операторов ЦУП. Согласно расчетам, внедрение автоматизированного импорта данных принесет компании УК ООО эффект 3 160 000 рублей в год.

В расчете не учтен второстепенный эффект от автоматизированного импорта данных, который позволит снизить недоборы нефти, за счет своевременного предоставления оборудования, а также снизить дорогостоящие простои бригад ПРС/КРС в ожидании ГНО.

Данный опыт проделанной работы можно использовать не только в пределах компании УК ООО, а также на других предприятиях ГК ПАО "Татнефть", использующих датчики и регистраторы, для своевременного выявления, анализа и устранения неполадок в производственном процессе.

Устройство защитного отключения электропривода ПЦ-60 при обрыве канатной подвески

Р.Р. Газизов (УК ООО «ТМС групп»)

Одной из актуальных проблем при эксплуатации цепных приводов является износ (обрыв) гибкого привода, соединяющего узел противовеса и подвеску штанг. Указанную функцию на приводе ПЦ-60 выполняет канат 16,5мм, а на приводе ПЦ-80 – грузовая лента. Проблемы эксплуатации канатов и грузовых лент на цепных приводах были озвучены на совместном совещании по вопросам оказываемых услуг сервисными предприятиями для ПАО "Татнефть" от 04.06.2015г, проведенный под председательством заместителя начальника производственного управления по сервису ПАО "Татнефть" Рахматуллина Д.К., протокол утвержден первым заместителем генерального директора ПАО "Татнефть" Ибрагимовым Н.Г.

В этой работе нами проработано решение проблемы деформации полированного штока и разрушения узлов при обрыве канатной подвески на приводах ПЦ-60. Актуальность решения этой проблемы также была отмечена в письменном обращении главного инженера НГДУ «Нурлатнефть» Ахмадиева Р.Н.

Проанализировав ситуацию было отмечено, что с 2010г. наблюдается рост количества работ по замене каната по причине его износа или обрыва в абсолютном и удельном выражении. В 2014г. доля замены каната составила 25% от фонда приводов. Также необходимо отметить, что обрыв канатной подвески значительно увеличивает простой скважины в ожидании устранения отказа. Простой скважины для замены каната по факту его износа составляет в среднем 5 часов, для устранения последствий обрыва канатной подвески с учетом замены привода или узлов – 60 часов. При среднем дебете скважин в 2,3т, увеличение времени простоя на 55 часов приведет к потерям нефти в 5т на 1 скважину за один отказ.

В среднем каждый третий обрыв канатной подвески приводит к значительному повреждению узлов, вплоть до необходимости демонтажа привода на капитальный ремонт или списание, из-за нецелесообразности его ремонта. Причиной всему – отсутствие устройства аварийного отключения при резкой разгрузке канатной подвески, что приводит к необратимым последствиям. Разгрузка или износ канатной подвески естественный процесс при эксплуатации скважины и чаще всего происходит не мгновенно.

Решение по способу идентификации обрыва каната и способу отключения электропривода было получено в результате пошагового построения последовательности развития отказа и наблюдения за положением траверсы канатной подвески при расследовании отказов. Обрыв каната с одной стороны приводит к разности натяжения каната и перекосу траверсы. При зависании штанг траверса канатной подвески сползает вниз по полированному штоку. Для идентификации перекоса и перемещения траверсы на полированном штоке было решено применить акселерометр, фиксирующий кажущееся ускорение (разница между истинным ускорением объекта и гравитационным ускорением). Для остановки привода необходим блок управления, который способен получить сигнал от акселерометра и произвести разрыв цепи управления магнитного пускателя и электродвигателя. Проработали рынок поставщиков акселерометров, их характеристики и возможности. Провели изыскательную работу по сборке опытного образца. В настоящее время готовится к монтажу первый опытный образец устройства для проведения промысловых испытаний. Акселерометр двухосный, монтируется на теле траверсы канатной подвески и контролирует его отклонение относительно горизонтальной

поверхности при обрыве каната и перемещение относительно неподвижной части (стакана) при зависании колонны штанг. Для исключения проблем при монтаже и эксплуатации, было решено акселерометр сделать беспроводным, связь с блоком управления наладить через радиоканал. Источником питания акселерометра является специальная батарейка с высокой ёмкостью, параметры контроля по отклонению задаются при настройке. В станции управления монтируется блок управления, который обменивается данными с акселерометром через радиоканал с заданной периодичностью. В случае выхода контролируемого параметра за установленные пределы, блок управления отключает магнитный пускатель и привод останавливается. В блоке управления можно предусмотреть передачу информационных сообщений при отключении привода либо низкой зарядке аккумулятора по каналу GSM связи на компьютер, телефон в диспетчерскую сервисного предприятия или ЦДНГ. Устройство защитного отключения можно смонтировать на привод ПЦ-60 независимо от наличия систем телеметрии и зоны покрытия сотовой связью.

Предположительный экономический эффект от внедрения предложения для ПАО "Татнефть" достигается за счет исключения затрат на замену полированного штока при его искривлении, а также сокращения времени простоя 1 скважины при устранении отказа канатной подвески в среднем на 55 часов. Среднегодовой экономический эффект для ПАО "Татнефть" за три года составит ориентировочно 3,3 млн. руб.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии с передачей данных по воздушной линии 6(10) кВ.

А.В. Аникин, Я.М. Зарубежнов, Ф.Ф. Билалов (ООО "Таграс-ЭнергоСервис")

Устройства сбора и передачи данных **серии УКП-3.Х** производства ООО «НПК «СИЛЕСТА» предназначены для учета электрической энергии переменного тока частотой 50 Гц в трех- или четырехпроводных сетях напряжением 110/35/10/0,4 кВ. Узел учета может эксплуатироваться как автономно, так и в составе систем АИИС КУЭ, АСТУЭ. Устройства серии УКП-3.Х могут выполнять функции дистанционного управления оборудованием (телемеханики).

Преобразователь GSM-3G «MG-1.Х» производства ООО «НПК «СИЛЕСТА» (далее «MG-1.Х») **представляет собой модернизированный аналог GSM шлюза Меркурий 228.** Это многофункциональное устройство для обеспечения беспроводной передачи данных в сетях GSM между персональным компьютером и приборами учета

электроэнергии со встроенными интерфейсами RS-485. Реализует пакетный обмен данными.

«MG-1.X» предназначен для организации удалённого доступа к устройству или группе устройств оснащённых последовательными интерфейсами RS-485. Имея тот же тип интерфейса он включается в сеть устройств, объединённых общим интерфейсным кабелем и обеспечивает дистанционный доступ к каждому прибору данной сети по каналу GSM. При этом устройства могут различаться по типам, протоколам и параметрам связи. «MG-1.X» не требует конфигурации и готов к работе сразу после подачи питания и получения регистрации у оператора мобильной связи.

В АСКУЭ (АИИС КУЭ) «MG-1.X» используется для передачи данных от территориально распределённых концентраторов Меркурий 225 и счётчиков электроэнергии Меркурий 200, 230 AR, ART, 233 ART, 234 ART в диспетчерский пункт энергоучёта, а также для удалённого конфигурирования концентраторов.

Таблица1.

Основные технические характеристики.

Диапазон напряжения питания от сети переменного тока	от 150 до 260 В
Полная (активная) мощность потребления	не более 3 ВА (2,5 Вт)
Максимальная скорость передачи по интерфейсу RS-485	115200 бод.

Режимы работы:

- GSM (CSD) пакетный – совместимый с протоколом обмена Меркурий 228 по каналу CSD;
- GPRS (G3) TCP/IP Ethernet пакетный – совместимый с протоколом обмена Меркурий 228 по каналу GPRS (G3).

Приборы учёта электроэнергии:

- Однофазные многотарифные счётчики электроэнергии «Меркурий 203.2Т LBO»;
- Трёхфазные многотарифные счётчики электроэнергии «Меркурий»;
- Однофазное устройство сбора информации по сети 230В;
- Концентратор «Меркурий 225.21».

Таблица 2.

Состав комплекта преобразователя «MG1.X»:

Наименование	Кол-во
Преобразователь «MG1.X»	1 шт.
Паспорт устройства - ПС 4232-004-4729497 -2014)	1 шт.

Диск с драйвером и программным обеспечением	1 шт.
ВЧ антенна SMA*	1 шт.

*Поставляется по отдельному заказу организациям, проводящим послегарантийный ремонт.

Сервисная управляющая компания готова выполнить комплекс проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ по внедрению автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в распределительной сети 0,4 кВ с передачей данных по ВЛ 6кВ. Установка, монтаж, наладка подобной системы на ф.5-18 НГДУ «Джалильнефть» составит в порядке 428 тыс.руб.

Это позволит: оптимизировать затраты на транспортные расходы, связанные со сбором, хранением и передачей информации заказчику; увеличить производительность труда, за счет выполнения дополнительного объема работ, что приведёт к экономии порядка 230 тыс.руб.

Реализация оптимизации эксплуатационных режимов добывающей скважины

Л.Ф. Садртдинова (НГДУ «Лениногорскнефть»), Д. Ю. Самойлов (ООО «ГБТ»)

Сегодня основные эксплуатационные объекты находятся в поздней стадии, которая характеризуется высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин. Наметилась четкая негативная тенденция: истощение традиционных запасов нефти и снижение темпов роста ее добычи.

Эффективность нефтегазовых месторождений в первую очередь определяется постоянной оптимизацией эксплуатационных режимов добывающей системы «призобойная зона пласта – скважина – насосная установка». Для этого необходима точная оперативная настройка режима работы насосной установки в условиях меняющейся возможности пласта по отдаче скважинного продукта.

Специалистами НГДУ была разработана и внедрена технология эксплуатации добывающих скважин, импульсного изменения режима работы насосного оборудования. За счет создания фильтрационных волн давления. Создание периодической депрессии на пласт при различных режимах отбора жидкости позволяет вытеснять нефть из блоков в трещины.

Для целесообразного управления режимом работы скважины необходимо создание автоматизированного управления процессом добычи с реализацией функции различных режимов, с использованием интеллектуальной системы, осуществляющий мониторинг и управление. И решать следующие задачи: регулирование депрессии на пласт; непрерывный контроль и управление добывающей системы; мониторинг процессов в

скважине и призабойной зоне пласта; оперативная интерпретация данных для оценки и прогнозирования состояния пласта.

Для решения выше перечисленных задач специалистами НГДУ и ООО «Татинтек» было предложено реализовать внедрение программно-технического комплекса, который представляет собой систему управления режимов работы добывающей скважины с применением интеллектуальной станции управления скважинным насосом «ИСУ-01».

Система оптимального управления скважиной состоит из: станции управления с частотно-регулируемым приводом «ИСУ-01», глубинного манометра, устьевых поточных влагомеров, датчика затрубного давления.

Алгоритмы станции управления ИСУ-01 автоматически определяют характеристики коллектора призабойной зоны скважины и определяют периоды оптимального формирования фильтрационных волн давления.

Как показала практика, через определенное время воздействия на коллектор на всех скважинах достигается системная закономерность изменения обводненности продукции скважины от циклов ФВД. После этого необходимо переходить к оптимизации режимов работы скважины и определению периодов эксплуатации скважины в периодическом и стационарном режимах работы. Для определения обводненности продукции скважины в составе ИСУ-01 используется поточный влагомер скважинной продукции ПВСП-01.

Также мною совместно с ООО «Татинтек» в корпоративной сети реализован программный модуль ПТК по увеличению нефтеотдачи пластов НГДУ для мониторинга основных параметров скважины. Данный программный модуль отображает следующие данные: забойное давление, затрубное давление, динамический уровень жидкости, обводненность нефти, время работы в различных режимах и время простоя, дебиты по жидкости, нефти и воде.

Представленные данные позволяет специалистам НГДУ отслеживать текущий режим работы скважины, что позволяет своевременно принять правильное решение. Своевременно принятое решение позволяет: повысить коэффициент извлечения нефти, снизить эксплуатационные затраты на диагностику скважинного оборудования и выполнение комплекса гидродинамических исследований.

На предлагаемую работу зарегистрировано рационализаторское предложение.

Расчет экономического эффекта показал положительный эффект и прибыль. ИДЗ составил 1,62, ЧДД – около 6267,2 тыс. руб. Окупаемость проекта в течение первого года.

Предложенное техническое решение позволит:

- непрерывный контроль и управление добывающей системы;

- постоянное, текущее on-line мониторинг процессов в скважине призабойной зоне пласта;
- прогнозирование состояния пласта;
- обеспечение снижения объема попутно добываемой воды и повышение коэффициента извлечения нефти.

Методика подбора типа средства измерения для учета дебита нефтяной скважины

Я.Р. Сафин, Л.А. Бадретдинова, Л.Ф. Садртдинова (НГДУ «Лениногорскнефть»)

На сегодняшний день на объектах НГДУ «Лениногорскнефть» эксплуатируется 1832 средства измерения (в дальнейшем СИ) объема и массы добываемой продукции.

Процесс разработки нефтяного месторождения, подбор эффективного режима добычи нефти из скважины, контроль над процессом добычи нефти и оценка эффективности выполнения работ по повышению нефтеотдачи скважины невозможен без проведения измерения количества добываемой продукции с помощью инструментальных средств измерения.

Одной из проблем при внедрении СИ: является верный подбор способа измерения, типа и типоразмера средства измерения. В случае неверного выбора способа измерения, типа и типоразмера средства измерения возможно получения следующих проблем:

1. Не возможность использования СИ для решения задачи измерения;
2. Завышенная и недопустимая погрешность результата измерения;
3. Финансовые потери либо от невозможности применения приобретенного СИ, либо от избыточности параметров и переплаты за них при приобретении СИ;
4. Низкий ресурс СИ.

Выбор способа измерения, его типа и типоразмера должен определяться условиями измерения, в которых будет применяться СИ для измерения расходных параметров нефтегазоводяного потока продукции скважины. Для определения и описания условий измерения может быть использован прогнозный или инструментальный метод.

Инструментальный метод основан на обработки измерительной информации, полученной по результатам измерения непосредственно на объекте, для которого описываются условия измерения. Этот метод имеет существенный недостаток, очень высокую стоимость.

Существует так же и прогнозный метод описания условий измерения, он основывается на обработке информации, представленной в опросном листе. Этот метод с одной стороны стоит символических денег, но с другой стороны он менее достоверен и его достоверность зависит от достоверности использованной информации.

Совместно с НПО «НТЭС» нами была разработана методика прогнозирования условий измерений. В описание условий измерения входят такие параметры, как: минимальный и максимальный расход нефтегазоводяной смеси, минимальный и максимальный расход сырой нефти, объемная доля свободного газа при различных давлениях в точке предполагаемой установки СИ, кинематическая или динамическая вязкость жидкости и нефтегазоводяной смеси, объемная доля воды в составе сырой нефти и плотность сырой нефти.

Объемная доля свободного газа в потоке нефтегазоводяной смеси, является самым сложным параметром в методике прогнозирования условий измерения. На практике для определения этого параметра пользуются формулой 1:

$$V_{Г(p)} = G_m V_n \frac{P_0}{P_{изб} + P_0} \quad (1)$$

Расчет объемной доли свободного газа по этой формуле выдает результат с большой ошибкой и с большим завышением по содержанию газа.

Учитывая физические процессы, происходящие при разгазирование нефти была получена другая формула 2:

$$V_{Г(p)} = \begin{cases} G_m V_n \frac{\rho_n}{1000} \frac{p_o}{p_{изб} + p_o} & \text{при } p_{изб} \leq p_{нас} \\ 0 & \text{при } p_{изб} > p_{нас} \end{cases} \left[1 - 0,5 \left[\frac{p_{изб}}{p_{нас}} + \sqrt{2 \frac{p_{изб}}{p_{нас}} - \left(\frac{p_{изб}}{p_{нас}} \right)^2} \right] \right] \quad (2)$$

Расчет по этой формуле позволяет получить величину объема свободного газа, который выделился из объема растворенного газа в нефти в процессе снижения давления с учетом кривой, описывающий процесс разгазирование нефти. Важным параметром при использовании этой формулы является давление насыщения нефти газом. В случае неизвестной величины этого параметра методика позволяет оценить его расчетным методом.

Используемый метод определения объема свободного газа в заданных термодинамических условиях наиболее приближен к действительности.

На предлагаемую работу зарегистрировано рационализаторское предложение.

ЧДД за расчетный промежуток времени составляет 1752 тыс. рублей, срок окупаемости менее 1 года, индекс доходности 5.

Внедрение этой методики позволит:

- снизить затраты на проведение инструментальных исследований условий измерения;
- верно, выбрать СИ;
- повысить точность измерения;
- снизить эксплуатационные и дополнительные затраты.

- ориентировочно оценить затраты, которые можно исключить или исключить риск их получения.

Построение ГИС уровня предприятия

Я.Р. Сафин (НГДУ «Ленингорскнефть»), Д.П. Овчаров (ООО «ТатАСУ»)

Современные геоинформационные системы (ГИС) призваны помочь в решение различных задач, оперируя пространственным представлением об объекте и связанными с ним данными. Имея в своем составе мощный математический аппарат, ГИС позволяют эффективно выполнять функции пространственного анализа, предоставляя всестороннее и, главное, более достоверное и качественное решение поставленной задачи, а также по-новому понять и объяснить взаимосвязи между объектами управления, которые часто оставались незамеченными в других информационных системах.

Тем не менее, применение ГИС-функционала при решении производственных задач очень слабо развито в организациях, чей бизнес напрямую не связан с этой областью. Попытка внедрения ГИС-систем в подобных организациях приводит к проблеме, связанной по следующим причинам:

1. Децентрализация пространственной информации и, как следствие, отсутствие единого актуального источника. В территориально-распределенных и сильно-структурированных организациях отсутствует единая концепция внедрения подобных продуктов, что приводит к решению вопросов лишь в рамках соответствующих структур. При таком подходе, часто возникает ситуация, когда один и тот же показатель вводится несколько раз и храниться в разных источниках для решения различных задач;

2. Специализированный ГИС инструментарий, существующий на данный момент для работы с пространственными объектами, сложен для понимания пользователя, не знакомого с областью ГИС. Специалисты производственных служб привыкли работать непосредственно с объектами в рамках специализированных корпоративных информационных систем (КИС). Совершенно естественно, что прежде чем внедрять ГИС-систему необходимо обеспечить потенциального пользователя полным набором характеристик объекта, с которым он работает, не усложняя ему жизнь дополнительным пониманием слоев ГИС, системой координат и т.п. При этом необходимо избежать децентрализации информации – нельзя делать систему ГИС хранилищем всех производственных показателей (п.1);

3. Для решения задач ГИС требуется установка специализированного программного обеспечения, что влечет увеличение затрат, связанных с покупкой лицензии. Для

организаций с большой численностью потенциальных пользователей этот момент является одним из ключевых при решении вопроса о внедрении ГИС;

4. Отсутствуют удобные и прозрачные для пользователя механизмы объединения пространственных данных с производственными данными из корпоративных информационных систем. Здесь речь может идти не только о получении показателей объекта из КИС на карте, но и о получении пространственных данных об объекте из ГИС для решения задач в рамках КИС;

5. Как следствие приведенных выше проблем появляется еще одна – пользователь выступает в роли Заказчика информации или системы, которая решает узкоспециализированную задачу. При этом возникают сопутствующие затраты связанные с выделением дополнительных серверных мощностей и специалистов по разработке программного обеспечения.

В ходе решения вышеизложенных проблем был спроектирован и реализован программный комплекс, который позволит вывести решение производственных задач принятия решений на новый уровень за счет более детального понимания взаимосвязей между объектами.

На данный момент проходит опытно-промышленная эксплуатация реализованного программного решения.

Актуальность внедрения штрихкодирования в салонах-магазинах спецодежды

УТНС ПАО «Татнефть»

А.С. Галядкин (Центр обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть»)

Штрих-код в наши дни встречается практически на каждом шагу – в супермаркетах на этикетках со штрих-кодом, на лекарственных препаратах в аптеках, на одежде и других различных изделиях. Если задуматься, то штрих-код – это всего, лишь сочетание черных и белых полос, но какое важное значение он имеет! Он позволил во многом упростить работу торговых предприятий, повысить уровень обслуживания покупателей, тем самым позволив нам экономить время на покупках.

Основной проблемой работы любого предприятия является точное проведение инвентаризации продукции и упорядочивание складских остатков. И какое бы грамотное ведение учета товара не было, никто не застрахован от человеческого фактора, из-за которого присутствует вероятность занесения в систему неправильной информации по остаткам. Этому могут способствовать даже незначительные ошибки. Именно с этой проблемой призвана справиться система штрихового кодирования, которая является теперь неотъемлемой частью торговли – практически вся продукция маркируется

этикетками со штрих-кодом, который содержит информацию о товаре и его производителе.

Штриховой код (штрих код) - графическая информация, наносимая на поверхность, маркировку или упаковку изделий, представляющая возможность считывания её техническими средствами — последовательность чёрных и белых полос либо других геометрических фигур.

Штрихкодирование для склада является новым этапом автоматизации склада, пришедшим на смену «бумажной» технологии. Штрих-кодовая технология на складе значительно уменьшает возможность допущения ошибки и ускоряет работу. В этом и заключается её главное преимущество.

Для того чтобы внедрить технологию штрихкодирования, предприятию необходимо собрать и проанализировать базу штрих-кодов товаров, хранящихся на складе, организовать новые процессы, связанные со штрихкодированием, закупить оборудование и расходные материалы, подготовить персонал, выбрать и внедрить систему автоматизации.

Для этикетирования товаров требуется наличие принтеров этикеток, этикет-пистолетов, этикет-лент. Это далеко не полный ряд устройств, необходимых при внедрении технологии штрихкодирования. Нужны считывающие устройства (сканеры, терминалы сбора данных), точки доступа (при работе с радиотерминалами), зарядные устройства, средства связи off-line терминалов с рабочими станциями.

Базу штрих кодов нужно создавать для всего товара. Но принтеры для печати штрих кодов будут маркировать только товар, который требует наибольшего контроля. Остальную часть товара либо вводить в терминал вручную, либо сканировать его штрих код с бумажного документа.

Штрихкодирование для салона-магазина значительно упрощает процесс определения продукции, позволяя более эффективно учитывать и контролировать потоки товаров. Кроме того, повышается скорость работы персонала, сводятся к минимуму возможность появления ошибок. Это, в свою очередь, положительно сказывается на уровне обслуживания покупателей.

Подводя итог можно констатировать, что работа по штрих-кодам, является необходимостью для складов с большим ассортиментом материала. Система учета товарно-материальных ценностей при использовании штрихкодирования исключает возможность совершения ошибок при инвентаризации, что дает наибольший контроль за движением ТМЦ.

Симбиоз стационарной и мобильной связи

Д.Ш. Мударисов (ООО «Татнефть-АЗС Центр»)

Современные операторы сотовой связи предлагают разнообразные решения для удешевления связи. Всеми известная компания МТС предложили нам воспользоваться услугой FMC, как один из способов удешевления затрат на переговоры как внутри офиса, так и его филиалов:

- Сотрудник получает один внутренний номер для мобильного и фиксированного номера УАТС.
- Вызовы внутри компании по внутренним номерам, в том числе между только фиксированными и только мобильными сотрудниками.
- Единый план короткой нумерации для физически разнесенных офисов в том числе региональных.

Fixed Mobile Convergence (FMC) — это технологическое решение на стыке разных типов сетей связи: фиксированной и мобильной, которое позволяет создать единую сеть офисных и мобильных телефонов с общим планом короткой нумерации, создавая возможность созваниваться напрямую по коротким внутренним номерам сотрудникам из офисов в разных городах России. По сути FMC — это внутрикорпоративная сеть с единым планом нумерации и едиными правилами управления вызовами на офисных и мобильных телефонах. К особенностям данной системы можно отнести:

- Единый план нумерации для офисных и мобильных телефонов (допустимая разрядность коротких номеров — 3-6 цифр);
- Привычная внутриофисная короткая нумерация при звонках с мобильного телефона в офис и внутри Закрытой группы (доступна через код доступа к услуге FMC, назначаемый клиенту в рамках Услуги);
- Выгодный тариф на междугородные и международные звонки;
- Доступность на любом мобильном тарифном плане кредитной системы расчета.

Комплекс услуг «Единый короткий номер (FMC)» — это объединение фиксированной и мобильной связи для Ваших сотрудников. Для сокращения расходов на телефонную связь большинство компаний используют офисные мини-АТС (УАТС). Главное преимущество этих устройств — возможность присвоить сотрудникам короткие внутренние номера, которые действуют в пределах одного офиса.

Также некоторые компании обеспечивают своих работников мобильной связью. Но с мобильных номеров очень сложно дозвониться до сотрудников, пользующихся только фиксированной связью. Приходится набирать и офисный, и внутренний номер, либо

вызывать нужного абонента через секретаря. При этом вызовы оплачиваются по стандартным тарифам операторов фиксированной и мобильной связи.

Избавиться от этих неудобств позволит уникальное предложение МТС — комплексная услуга «Единый короткий номер FMC». Услуга позволяет объединить в общую сеть короткие номера фиксированной офисной телефонной сети (в одном или нескольких офисах в одном или разных регионах) и мобильные номера сотрудников. В пределах этой сети можно общаться по единой короткой нумерации по выгодным тарифам. Благодаря этой услуге сотрудники всегда будут на связи и смогут говорить больше за меньшие деньги.

Услуга позволяет обеспечить:

- единый короткий номер для мобильного и стационарного телефона сотрудника;
- аварийную служебную связь на производстве;
- связь с сотрудниками в командировках;
- служебную связь с водителями;
- замену служебной связи DECT.
- короткий номер проще запоминать и набирать;
- возможность вовлечения в единую сеть как мобильных, так и офисных телефонов позволяет расширить границы общения тех сотрудников, которые пользуются только одним из данных двух видов связи;
- возможность принять все поступающие звонки даже находясь вне офиса;
- возможность с мобильного телефона набрать любой внутренний короткий номер учрежденческой АТС;
- в зону действия услуги входит ВСЯ территория Российской Федерации
- Подключение оборудования клиента (учрежденческой АТС) производится как по выделенной линии E1 (PRI), IP-каналу (SIP), Ethernet и с использованием IPsec.
- Услуга доступна во внутрисетевом роуминге для всех регионов действия сети ОАО «МТС» в РФ.
- Организация межрегиональной виртуальной корпоративной сети.

Испытание «Системы измерения количества жидкости и газа R-AT-ММ для групповых замерных установок типа "Спутник" в условиях НГДУ

Е.В.Кизим (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Групповые замерные установки типа «Спутник» предназначены для периодического оперативного учета добываемой жидкости из нефтяной скважины. На сегодняшний день

80 % ГЗУ типа «Спутник» со счетчиком TOP 1-50, применяемых на объектах ПАО "Татнефть", превысили нормативный срок эксплуатации, рекомендованный заводом-изготовителем. Высокий износ средств КИП и А (счетчика, регуляторов расхода, газовых заслонок, гидроприводов ПСМ) приводит к преждевременным отказам и дополнительным затратам при обслуживании и приобретению запасных частей. Водонефтяная эмульсия, засорение счетчика TOP, газовый фактор, перепад давлений на скважинах негативно сказываются на качестве замеров. Согласно расчетам Инженерного центра ПАО "Татнефть", сверхнормативные затраты на содержание часто-ремонтируемого фонда АГЗУ составляют более 52 млн. рублей в год. В условиях, когда ПАО "Татнефть" ведет добычу и подготовку нефти, меняющуюся по своим физико-химическим свойствам, остро встал вопрос зоны применимости ряда традиционно используемых средств измерений. Применяемые средства измерения АГЗУ «Спутник» не соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования». При этом одной из основных задач при эксплуатации КИП и А в условия нефтепромыслового учета является повышение коэффициента замеряемости нефтедобывающих скважин и коэффициента качества измерений автоматическими групповыми замерными установками (АГЗУ), снижение эксплуатационных затрат и устранение существующих проблем при эксплуатации АГЗУ.

В условиях усложнения процессов добычи необходимы СИ, основанные на новых принципах измерения, т.е. необходима модернизация физически устаревших систем и средств автоматизации, переход на средства измерений, систем измерений и систем автоматизации с функциями самодиагностики и мониторинга.

В НГДУ «Азнакаевскнефть» было принято решение выполнить модернизацию групповой замерной установки типа «Спутник» в ЦДНГ-3 на ГЗУ -9с с применением «Системы измерения количества жидкости и газа R-AT-MM. Выполнены испытания с целью определения работоспособности систем автоматики и средств измерений. Передвижными установками типа «Спектр» проведены контрольные замеры достоверности показаний СИ по массе, объемному расходу жидкости, влагосодержанию, температуре, плотности жидкости давлению, расходу газа на установки.

«Система измерения количества жидкости и газа R-AT-MM состоит из :

- преобразователя массового расхода на жидкостной линии
- преобразователя массового расхода на газовой линии
- Влагомера сырой нефти
- Модуль обработки информации
- Регуляторов расхода и клапанов на жидкостной и газовой линиях

➤ Датчиков давления и перепада давления для регулирования уровня в сепарационной емкости.

Многочисленными были произведены сравнения данных технических характеристик «Системы измерения количества жидкости и газа R-AT-MM» и ГЗУ «Спутника» Б-40-14-500. Данное сравнение выявило, что «Системы» измерения количества жидкости и газа R-AT-MM даёт нам больше технической информации, чем ГЗУ «Спутник» Б-40-14-500. Использование данной «Системы измерения количества жидкости и газа R-AT-MM» выявило, что эта система позволяет нам определить не только суточный дебит скважины по жидкости, но и позволяет определить прямым измерением количество нефти по скважине, среднее содержание воды в %, температуру жидкости и газа, плотность жидкости и количество газа. Вся информация выведена на пульт диспетчера ЦДНГ-3. За период эксплуатации с мая 2014года проанализировано количество заявок в обслуживающую организацию ООО «Татинтек» по данному ГЗУ. Выявлено снижение количества заявок в 2 раза за год по сравнению с предыдущим периодом.

Вывод:

- испытания показали, что применение «Системы измерения количества жидкости и газа R-AT-MM» в групповых замерных установках типа "Спутник" позволяет снизить эксплуатационные затраты на обслуживание КИП и А, обеспечивает выполнение требований ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», соответствует заявленным техническим и метрологическим характеристикам.

- экономически выгодно выполнить модернизацию ГЗУ «Спутник» как альтернатива приобретению нового оборудования.

Мобильная передвижная замерная установка ПЗУ-АН

Д.Н. Несмин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Для контроля за разработкой месторождений на каждой скважине необходимо замерять дебиты нефти, воды и газа. Эти данные дают возможность контролировать режим эксплуатации скважин и месторождения в целом, что позволяет принимать нужные меры по ликвидации возможных отклонений.

В данной работе рассматриваются существующие проблемы, связанные с получением качественного достоверного замера на скважинах, где отсутствует замерная установка (индивидуальное средство измерения), на скважинах с высоким процентом обводненности продукции, и с низким газовым фактором, и на малодебитных скважинах.

Произведен анализ и выявлены недостатки существующих передвижных замерных установок, на фоне выявленных недостатков, а так же в целях упрощения конструкции и обслуживания установки, повышения надежности и точности измерения количества добываем нефти, была разработана мобильная передвижная установка ПЗУ-АН (патент № 46575 РФ) которая эксплуатируется на объектах НГДУ «Альметьевнефть» с 2009 года.

В данной работе рассматривается, мобильная передвижная установка ПЗУ-АН. ПЗУ-АН - предназначена для определения дебита скважины путем прямого измерения массы нефтегазожидкостной смеси. Установка ПЗУ - АН смонтирована на шасси одноосного автоприцепа и состоит из измерительной емкости (СРД) объемом 0,8 м³, шестеренного насоса откачки (НШ100В-3), узла весоизмерительного комплекса с датчиком веса типа SBA, вертикального щелевого пробоотборного устройства, четырех опор с подъемными винтами для выравнивания, предохранительного клапана типа СППК- 50х40.

Преимуществом всех предложенных технических решений является упрощение конструкции и обслуживания установки, повышение надежности с меньшими затратами при меньших габаритах установки. Установка обеспечивает безопасность проведения работы при замерах дебита скважины за счет выполнения ее в открытом исполнении (особенно при замере сернистой продукции скважин). Применение усовершенствованной конструкции пробоотборного устройства повышает точность определения обводненности накопленной жидкости в измерительной емкости и, соответственно количество добываемой нефти и воды из скважины.

Так же мобильная передвижная установка ПЗУ-АН прошла испытания в целях утверждения типа с положительным результатом. И допущена к применению на территории России.

В экономической части рассматривается эффект от внедрения Мобильной передвижной замерной установки ПЗУ-АН. Благодаря дешевизне и простоте конструкции замерной установки, стоимость одного замера производимого с помощью ПЗУ-АН в 3 раза дешевле стоимости замера производимого с помощью измерительной установки - «СПЕКТР». Что в свою очередь позволит экономить в среднем 24 тыс.руб. на замере дебита с одной скважины.

Мобильная передвижная установка ПЗУ-АН, позволяет производить качественный замер дебита скважины, а так же представительный отбор проб жидкости на анализ процентного содержания воды.

Главные достоинства передвижной замерной установки ПЗУ-АН:

- возможность перевозки на большие расстояния в короткие сроки с помощью любой буксировочной техники;

- малые габаритные размеры, металлоемкость и вес;
- дешевизна и простота конструкции;

Возможность производства замера на скважинах:

- а) где необходимо произвести контрольный замер дебита скважины, при некорректности показаний газоизмерительной установки (ГЗУ);
- б) с необустроенной системой нефтесбора и отсутствия ГЗУ;
- в) с малым дебитом и с малым газовым фактором.

Таким образом, Мобильная передвижная установка ПЗУ-АН является высокоэффективным техническим решением и при широком внедрении принесет существенный экономический эффект по сравнению с известными аналогами.

Организация беспроводной передачи данных с датчиков усилия «Lufkin Automation»

Д.Р. Гильфанов (НГДУ «Бавлынефть»)

На сегодняшний день на объектах ПАО "Татнефть" эксплуатируется около 2500 скважин (УСШН), с установленными на них контроллерами «Lufkin Automation» и «Naftamatika». Из них в НГДУ - 240 скважин оборудованы данными контроллерами. В состав контроллера входят: датчик усилия, датчики положения, датчик оборотов электродвигателя. Датчик усилия устанавливается между траверсами канатной подвески, для замера нагрузки на насос в зависимости от положения траверсы. Передача данных с датчика на контроллер осуществляется по 4-х жильному кабелю. Контроллер считывает сигнал с датчика усилия и строит динамограмму, по которой вычисляется дебит скважины.

Кабель, соединяющий датчик усилия и контроллер, часто выходит из строя. Причинами выхода из строя данного кабеля являются:

- сложные условия эксплуатации (перепады температур, вибрации станка-качалки, зависание колонны штанг, загазованность среды и т.д.);
- неквалифицированное обслуживание персоналом оборудования СКН (ППР станка-качалки, ремонтно - восстановительные работы и т.д);

Выходы из строя данного контрольного кабеля приводят:

- к потере замеров дебитов скважины;
- не оправданным остановкам СКН и прямым потерям нефти.

Только за 2014 год в РЦАП функциональным заказчиком было подано около 84 заявок по причине получения некорректной динамограммы или её отсутствия.

Для исключения данных недостатков предлагается модернизировать существующую схему подключения датчика усилия с контроллером, обеспечить беспроводную передачу данных, что позволит отказаться от кабеля и увеличить надежность и качество сигнала между датчиком и контроллером скважины.

Данная система будет состоять из 2-х блоков – передатчика и приемника радиосигналов:

Первый блок крепится непосредственно на датчик усилия и имеет автономное питание (литиевая батарея с расширенным температурным диапазоном и емкостью 19 А/ч). Цепь собирается в корпусе первого блока и состоит из: контроллера и передатчика данных на второй блок. Блок изготовлен в искробезопасном исполнении. Ток ограничен на уровне 5 мА. Средний расчетный ток потребления равен 1 мА, что позволит питать блок в течение 1,5 - 2 года. После этого происходит замена батареи.

Второй блок, состоящий из контроллера и приемника, подключается непосредственно к контроллеру и служит для приема и обработки данных, поступающих из первого блока. Устанавливается и подключается к питанию непосредственно в станции управления скважины.

Часы реального времени по заданной программе запускают контроллер первого блока, который производит съем динамограммы через аналого-цифровой преобразователь и передает динамограмму ее на второй блок. Передача происходит по малому радиоканалу с разрешенной частотой и мощностью. После приема данных, контроллер второго блока через цифро-аналоговый преобразователь, формирует сигнал, эмулирующий датчик усилия.

Разработкой системы беспроводной передачи данных с динамографов занимается компания «Аякс Лаб» г. Ульяновск. С целью пробной эксплуатации беспроводной передатчик установлен на 3-х скважинах. Беспроводной блок передачи данных рассчитан на возможность подключения к датчику усилия фирмы Lufkin Automation и Naftamatika.

Преимуществом данной схемы подключения является:

- возможность использования системы с любым датчиком усилия - взаимозаменяемость;
- снижение количества отказов по причине обрыва кабеля, тем самым снижение затрат на обслуживание;
- увеличение коэффициента замеряемости;
- улучшение качества и надежности сигнала датчика усилия;
- отказ от приобретения кабельной продукции;
- корректные нагрузки на шток в программе «АРМИТС».

Поиск альтернативных средств измерения жидкости и пара на Ашальчинском месторождении СВН

А.С. Фахреев (НГДУ «Нурлатнефть»)

Для увеличения уровня добычи нефти, с 2006 года нашим управлением начата добыча трудно извлекаемых запасов на Ашальчинском месторождении. Одним из основных методов добычи сверхвязких битумных нефтей, кроме карьерного, является парогравитационный метод добычи, основанный на закачке в пласт водяного пара.

При добыче сверхвязкой нефти парогравитационным методом необходимо учитывать закачиваемый пар и добываемую жидкость. В условиях высоковязкой, неоднородной и высокотемпературной добываемой жидкости подбор применимого СИ является не простой задачей.

Для организации учета закачиваемого пара на скважины были подобраны счетчики «Ирга». Но в ходе работы возникали отказы счетчика из-за некачественной продукции и недоработанности приборов (первичка+вторичка). Изучив рынок по критерию цена-качество и предварительно испытав узел учета пара Prowirl 72 на паронагнетательной скважине, было принято решение об установке данных узлов учета на скважины. В состав узла учета входит: расходомер, датчик давления, датчик температуры и вычислитель.

Но данные узлы учета также имеют ряд недостатков: из-за сбоев во вторичной аппаратуре происходили частые потери замеров по расходу, давлению и температуре. По причине потерь двухчасовок, не корректно формировались суточные показания узлов учета пара; были отказы плат во вторичной аппаратуре (Eerptom)- память кратковременных настроек; замена прошивки прибора требовала вызова специалистов завода изготовителя.

Для снижения затрат и повышения надежности процесса измерения пара на скважину №15021 был установлен модифицированный расходомер Prowirl F200 фирмы Endress+Hausser. Испытания проводились в течении 1 месяца. Отклонения результатов измерений составили 0,2% т.е. в пределах погрешности прибора. Счетчик подтвердил свои заявленные характеристики и применим на скважинах для измерения количества закачиваемого пара.

По сравнению с существующими узлами учета пара на базе вихревых расходомеров Prowirl 72, Prowirl F200 имеет ряд преимуществ: межповерочный интервал 5 лет, встроенный датчик температуры, уникальная возможность проведения имитационной поверки без демонтажа счетчика и остановки процесса, новая функция контроля качества пара, отсутствие необходимости в установке вторичного преобразователя и прокладке

кабеля (± 150 метров до датчика температуры от будки КИПиА). Отказ от вторичного преобразователя также позволит значительно сэкономить при покупке будки КИПиА за счет уменьшения габаритных размеров. Внедрение счетчика Prowirl F200 позволит снизить затраты на приобретение оборудования, эксплуатационные затраты и добиться сходимости по балансу закачиваемого пара благодаря уникальной функции определения качества пара (сухость пара). Среднегодовой экономический эффект от внедрения расходомеров Prowirl F200 составит 354 тыс. рублей (на 6 скважин).

Далее рассмотрим проделанную работу по подбору средств измерения для организации учета добываемой жидкости. Для измерения количества добываемой жидкости на скважинах установлены измерительные комплексы, в состав которого входит автоматизированный нефтегазосепаратор (с уровнемером и электро-задвижкой на газовой линии), массомер и влагомер.

По первым техническим условиям, в которых указывалось на отсутствие газа, было подобрано средство измерения – массомер. Он удовлетворял как по минимальной погрешности измерения, так и по невосприимчивости к высокой вязкости рабочей среды. Однако в процессе эксплуатации стали происходить сбои в его работе из-за наличия газа в измеряемой среде. Следующей причиной, по которой отказались от применения счетчиков СКЖ-120-40, а также от других средств измерения расхода, в частности от счетчика TOP-1-50, явилась высокая температура добываемого сырья до 120 °С. Под воздействием данного фактора конструктивные части этих средств измерений выходили из строя. Для достижения качественной сепарации и учета перед массомерами были монтированы нефтегазосепараторы. На данное предложение получен патент. Таким способом проблему с влиянием попутного нефтяного газа на показания массомеров удалось решить.

В целях оптимизации затрат на обустройство скважин испытали вихревые расходомеры Prowirl 72 и Prowirl F200 после перенастройки для измерения добываемой жидкости на скважине 15022. Но данные расходомеры не подтвердили свои технические характеристики заявленные изготовителем и не применимы для учета добываемой жидкости на Ашальчинском месторождении. Погрешность счетчиков составляла более 14% (Prowirl 72) и 7% (Prowirl F200). Нами принято решение о испытании массомера для измерения закачиваемого пара, возможно это позволит в будущем измерять закачиваемый пар и добываемую жидкость одним средством замера.

Оптимизация затрат на автоматизацию блочных кустовых насосных станций (БКНС) с применением контроллера «РУМБ»

А.Н. Костин (НГДУ «Прикамнефть»)

В 2014 г. перед техническим отделом (ТО) была поставлена задача автоматизации БКНС-17 Комаровского месторождения. На тот момент в НГДУ «Прикамнефть» эксплуатировалось 13 КНС, которые были автоматизированы на базе контроллера AllenBradley. Данный контроллер является надежным и проработанным типовым решением, стоимость одного контроллера - 1 000 тыс. рублей.

Для оптимизации затрат на автоматизацию БКНС специалистами ТО совместно с разработчиками объекта «УК «Система-Сервис» было принято решение применить контроллер «РУМБ» стоимостью 100 тыс. рублей.

Для интеграции данных с БКНС в существующую систему АСУТП «Проток» необходимо было использовать типовой протокол TNP. Преимущество данного протокола заключается в следующем, во-первых он ориентирован на передачу данных только в случае изменения любого параметра на определенную величину, что существенно сокращает нагрузку на канал связи, повышая тем самым, его надежность, во-вторых имеется возможность запрашивать у контроллера всю архивную информацию о его параметрах за время отсутствия связи с объектом.

Для реализации вышеизложенной схемы передачи данных специалистами ТО было найдено два решения. Первое: силами ООО «Татинтек» установить дополнительный импортный модуль стоимостью- 800 тыс. рублей. Решение было признано дорогостоящим и было отклонено. Второе: специалистами ТО был заключен договор с ООО «ГеоФизМаш», г. Саратов на реализацию протокола TNP стоимостью- 218 тыс. рублей. Это решение было реализовано. Автоматизация БКНС с применением контроллера «РУМБ» позволило сэкономить НГДУ «Прикамнефть» - 682 тыс. руб.

Достоинства использования контроллера «РУМБ» на БКНС:

1. Низкая стоимость контроллерного оборудования,
2. Оптимальный вариант импортозамещения контроллерного оборудования.
3. Гибкость контроллерного оборудования в решении не стандартных задач
4. Возможность автоматизации новых БКНС.

Оптимизация (модернизация) расчетной модели автомобильной шины

А.Ю. Антонов (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

Стандартно используется модель с достаточно равномерной и подробной сеткой

В настоящее время имеется возможность выполнения только одного расчета одновременно, во время которого другие расчеты становятся в очередь. Сами же расчеты равномерной и подробной сетки занимают продолжительное время, а как следствие это может задерживать решение различных инженерных проблем при проектировании. К примеру продолжительность такого трехмерного расчета пятна контакта варьируется от 9-ти до 36-ти часов.

Цель данного проекта – оптимизация расчетной модели шины, для снижения времени расчета.

В связи с тем что время расчета напрямую зависит от плотности построенной конечно-элементной сетки, которая в свою очередь прямо влияет на точность получаемых результатов, простое уменьшение плотности сетки не будет являться верным решением.

Решением является модификация метода построения.

На этапе построения трехмерной модели с использованием процедуры симметричной генерации, задается локальное уплотнения сетки в месте контакта шины с поверхностью дороги, в остальной части шины происходит разряжение плотности сетки.

Новый метод построения позволяет сократить общее количество элементов в трехмерной модели, при этом используя более плотную сетку в зоне контакта с поверхностью дороги и местах высоких контактных напряжений и напряжений и внутри профиля шины. Что в свою очередь положительно сказывается на точности полученных результатов.

Использование нового метода значительно сокращает время расчета трехмерной модели по сравнению со обычным методом.

- продолжительность стандартного трехмерного расчета пятна контакта варьируется от 9 до 36 часов.

- продолжительность расчета трехмерного расчета пятна контакта с использованием новой расчетной модели варьируется от 1 до 6 часов.

Вывод:

Преимущества применения данного рацпредложения в работе:

1. Экономия рабочего времени инженер-конструкторов задействованных в проекте
2. Экономия рабочего времени лицензии
3. Увеличение стабильности расчета, приводит к значительному снижению вероятности остановки расчета по причине ошибок сходимости.
4. Снижение вероятность остановки расчета по причине непредвиденных обстоятельств, например таких как скачок напряжения. (После внезапной остановки требуется запускать расчет заново.)

5. Исключение вероятности изготовления непригодной основной оснастки из-за неверно подобранной ширины профиля.

Организация автоматизированной системы смс-информирования на базе 1С

Э.В. Фазгиев (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Ежедневно на линию выходят около 360 ед. самой различной спец. техники в круглосуточном режиме. Слаженная и надежная работа водительского персонала может обеспечивать гораздо более значительные результаты, чем любые проводимые мероприятия. Персонал напрямую влияет на все издержки (ГСМ, износ техники, запчасти). На сегодняшний день на нашем предприятии трудиться 747 водителя, Это 75 % всей численности предприятия.

При этом затруднено выполнение 2х-сменного режима, связанного со специфическими процессами наших Заказчиков. Ежедневно поступает более 400 заявок от Заказчиков. Из которых в среднем 60 переносятся. Большинство работников вынуждены приходить на работу в 6 часов утра по условному графику и находится в ожидании работы от 2-6 часов. Что создает также потенциальные риски для предприятия.

Важно понимать, что потери любого ресурса нашего работника – это потери нашего предприятия. Так в среднем в месяц кол-во водителей уволившихся по собственной инициативе составляет 9 человек.

Большая часть увольняется по причине «холостых ожиданий» на работе и поездок на работу и обратно. Под термином «Холостые ожидания» подразумеваются затраты на время не оплаченное работодателем.

По анализу «холостых ожиданий» выявлены следующие отрицательные факторы:

- Вод.персонал несвоевременно уведомлен о наличии или переносе заявок на линию
- Водитель несет личные потери в ожидании заявки на территории цеха (в данное время не оплачивается работодателем)
- Перенос времени заявки водителя находящегося уже на территории цеха
- Водитель несет Затраты на «холостые» поездки на работу и обратно в связи с переносом выезда на линию
- Неудовлетворенность сотрудника, (повышается беспокойство и нервозность, в связи с переносом выезда на линию и ожиданием);

В работе предлагается значительно повысить гибкость работы с вод.персоналом, увеличить коэф.выхода персонала, выход техники, повысить удовлетворенность работников, повысить имидж предприятия, улучшить показатели по текучести

вод.персонала, а в перспективе снижать издержки с помощью внедрения системы интеллектуального смс-информирования.

Блок смс-информирования предлагается сориентировать на решение задачи своевременного информирования о выходе на работу, переносе работы. Так при поступлении заявок с ЦИТС в службу эксплуатации цеха, программа 1С автоматически рассылает смс водителю, информируя его о времени выхода на линию, о переносе времени, с указанием места работы.

Порой для организации собрания в а/к начальнику колонны, нужно обзвонить весь вод.состав своей колонны и информировать о проведение собрания. Для этого блок смс-информирования позволит отправлять смс группе лиц. Для обеспечения безопасности блок смс-информирования позволит информировать о погодных условиях, напоминания о ключевых изменениях в позициях ПДД, о прохождении диагностики, ТО, медкомиссии и т.д. Любому сотруднику будет очень приятно получить поздравление с его знаменательными датами, такие как день рождения, юбилеи.

При этом сотруднику нужно минимум действий для смс-информирования. Отправка SMS водителскому персоналу происходит с возможностью отбора по автоколоннам, цехам, подразделениям. Отправка происходит прямо из программы 1С в пользовательском режиме. При трудоустройстве данные фиксируются непосредственно в программе 1С.Отсутствует дублирование информации.

Для отправки SMS сообщений предусмотрены шаблонные и набранные сообщения.

Экономический эффект от внедрения данного проекта ориентировочно составит 1 млн. 397 тыс. руб. Экономический эффект от проекта ожидается получить к концу 2014 года.

В перспективе, для расширения области применения блока смс-информирования, будет внедрена система смс-информирования для обеспечения контроля заявок на оплату контрагентам и в целях исключений штрафных санкций за просрочку платежей.

После внедрения интеллектуального блока смс-информирования:

- Сократится текучесть водительского состава;
- Повысится производительность труда
- Снизятся затраты;
- Повысится точность коммуникации работника;
- Повысится удовлетворённость работников и привлекательности компании

Автоматизация обеспечения средствами индивидуальной защиты. Создание канала обмена данными через SAP/R3.

Р.Ф. Абдрахманов (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В условиях существующей конкуренции главной целью компании является сокращение потерь и оптимизация затрат на различных уровнях. Выбранная тема, актуальна тем, что раскрывает способ по ликвидации потерь в части обеспечения спецодеждой работников, начиная с заявочной кампании до выдачи спецодежды работнику. Нами проанализирована существующая схема документооборота по обеспечению спецодеждой работников, изучен объем выполняемых действий на каждом уровне. По результатам обследования выявлено, что существуют потери рабочего времени, связанные с формированием заявок в MS Excel, на согласование по отраслевым нормам выдачи, на ввод в системе SAP, на проверку накладных на выдачу, на формирование поступивших первичных документов от Управления «Татнефтьснаб» в 1С. Все эти потери связаны с ручным вводом и визуальной проверкой информации в разных программных продуктах и примерно составляют 4,4 тыс. человеко-часов в год

4. В качестве решения предложена интеграция программного комплекса 1С «УПП» с информационной системой SAP, которая позволит высвободить время на ввод данных в системе SAP, за счет автоматического подбора, перейти на импорт/экспорт данных из SAP и 1С, автоматически формировать в 1С информацию по поступающим первичным документам.

5. В рамках интеграции созданы интерфейсы «Заказ поставщику» и «Загрузка счетов-фактур». Для работы в интерфейсах созданы справочники «Норматив оснащенности» для 90 специальностей, загружено более 836 тыс. позиций номенклатур по 98 видам спецодежды. Загружена информация о личных данных для 4248 сотрудников, а также информация о характеристиках спецодежды для 34 тыс. номенклатур, справочник номенклатур приведен в соответствие со справочником SAP с дополнительной загрузкой 5,5 тыс. позиций.

6. Результатом проделанных работ для интерфейса «Заказ поставщику» является создание алгоритма представляющего собой схему, при котором заявляемая спецодежда будет отфильтровываться по следующим критериям: соответствие отраслевым нормам; соответствие индивидуальным антропометрическим данным сотрудников; адресная замена спецодежды по критерию «Срок носки»; количество предполагаемой к выдаче спецодежды не превышает отраслевые (локальные) нормы; для интерфейса

Следует отметить, что проверка по критериям будет производиться автоматическом режиме, а не ручным способом как это существует сегодня.

7. Благодаря автоматизации, стало возможным, снизить трудоемкость на работ на формирование в Excel, проверку, ввод заявки в SAP до 2,3 тыс. человеко-часов в год, на формирование первичных документов в базе 1С, на проверку накладных на выдачу спецодежды до 2 тыс. человеко-часов в год.

8. По приведенным экономическим расчетам, от интеграции двух систем и с привлечением инвестиций в размере 1,3 млн. руб., появится возможность получить эффект в виде снижения трудоемкости работ более чем на 4,2 тыс. человеко-часов в год и не менее 1,5 млн. рублей чистого дисконтированного дохода за трехлетний период деятельности со сроком окупаемости 15 месяцев.

9. В качестве личного вклада нами была разработана сама идея реализации проекта, подготовлено техническое задание, инициированы совместные совещания с представителями подрядных организаций. Прделана работа по расширению существующих справочников, а также создание и внедрение новых.

10. Таким образом, интеграция двух систем позволяет:

- Снизить трудоемкость работ, связанные с формированием заявок в MS Excel, на согласование по отраслевым нормам выдачи, на ввод в системе SAP, на проверку накладных на выдачу, на формирование в 1С входящих первичных документов от Управления «Татнефтьснаб» ПАО "Татнефть" за счет импорта данных;

Необходимо обратить внимание на то, что существующий интерфейс «Загрузка счетов-фактур» позволяет транспортировать данные не только для спецодежды, но и на всю группу товароматериальных ценностей и оборудования отгружаемых базами Управления «Татнефтьснаб» для группы предприятий «ТаграС-РемСервис». Такая существующая возможность предполагает снижение трудоемкости работ, не менее чем еще на 700 человеко-часов в год.

11. В заключение, следует принять во внимание, что в перспективе существующий функционал может быть отправной точкой по расширению возможностей программного продукта 1С «УПП» и снижению расходов на предоставление доступа в SAP не менее чем на 3,2 млн. рублей в год. Применение данного проекта является актуальным не только для группы предприятий ООО «ТаграС-РемСервис», но и для других предприятий входящих в нефтесервисный холдинг «ТаграС» и ПАО "Татнефть".

Методы ускорения сроков проектирования, комплектации и монтажа технологических трубопроводов с применением 3D-модели

М.Н. Самарин (УРПС ПАО "Татнефть")

В настоящее время УРПС ведет работу по разным направлениям: строительство и реконструкция нефтеперерабатывающих заводов, объектов энергетики, обустройство месторождений по добыче сверхвязких нефтей. Но одно из наиболее значимых направлений - это дальнейшая реализация проекта строительства Комплекса НП и НХЗ ОАО «ТАНЕКО».

Наша основная задача в максимально сжатые сроки, в рамках бюджета и с надлежащим качеством осуществить строительство отдельных спланированных установок и объектов общезаводского хозяйства.

Для заказчика это позволяет повысить качество экспертизы, сократить сроки принятия проектных решений, ускорить комплектацию и строительство объектов. Проанализировав использование 3D-модели для реализации задач УРПС, мы пришли к выводу, что можно улучшить существующие бизнес-процессы по следующим направлениям:

- ускорение процесса экспертизы проектной документации наиболее трудоемкого раздела ТХ (технология) с применением трехмерной модели. Вовлечение в процесс всех участников проекта от проектной организации, заказчика до монтажной организации. Что позволит учитывать все замечания на этапе проектирования объекта, избегая большого количества писем, значительно сократит время проектирования и повысит качество выполнения проекта;
- сокращения сроков проекта за счет опережающей закупки оборудования и материалов непосредственно из 3D-модели не дожидаясь информации на бумажном носителе;
- повышение уровня использования 3D-модели в планировании строительства и контроля реализации сроков проекта.

Для реализации поставленных задач силами специалистов УРПС было разработано ПО «СКиУСТ» («Система контроля и установки статусов трубопроводов»). Это собственная разработка УРПС ПАО "Татнефть", предназначена для автоматизации процесса экспертизы части ТХ, позволяющая получать изометрические чертежи и заказные спецификации из 3D-модели, производить их согласование между службами УРПС, направлять замечания в проектный институт и передавать монтажным организациям информацию необходимую для строительства.

Также была организована новая схема проведения экспертизы, взаимодействия с проектным институтом и монтажными организациями, которая представлена ниже.

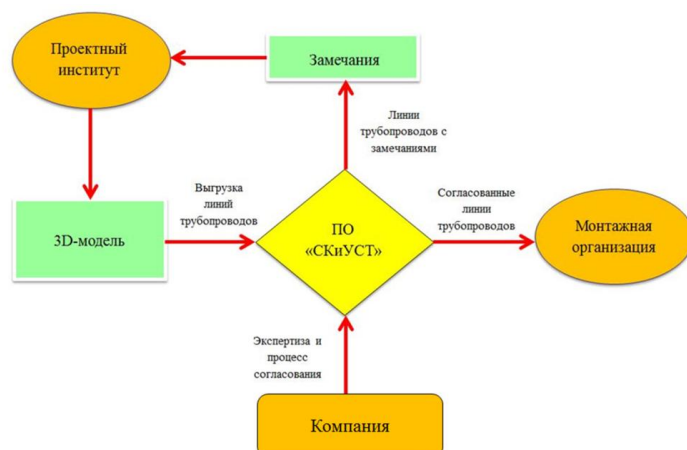


Рис.1. - Схема проведения экспертизы, взаимодействия с проектным институтом и монтажными организациями.

На сегодняшний день данная система применяется при строительстве установки «Гидроочистки нефти» секция 1300 и «Гидроочистки тяжелого газойля коксования» секция 4200.

Достигнуты следующие результаты:

Замечания от всех участников оперативно устраняются проектным институтом.

Данное ПО позволяет вывести на новый интеллектуальный уровень работу планировщиков технических отделов, кураторов, прорабов, бригадиров с помощью работы через 3D, что обеспечит большую наглядность, раннее обнаружение нестыковок и ошибок проекта.

В рамках всех проектов мы продолжаем анализировать сроки реализации, чтобы в случае задержек выдачи проектов использовать возможность по опережающей закупки материалов трубопроводов и тем самым избежать задержек в сроках реализации проектов.

В мире это уже применяется, мы также стремимся перенимать положительный опыт. Также ведется работа по совершенствованию разработанной системы, мы собираем все пожелания участников, анализируем и реализуем их.

Автоматизация кустовых скважин с УЭЦН Ашальчинского месторождения с целью оперативного выполнения заявок

А.М.Садрьев (ООО «РИНПО» ООО «УК «Система-Сервис»)

Предпосылками для разработки проекта стали:

1. Необходимость снижения затрат при обслуживании скважин с УЭПН

2. необходимость оперативного мониторинга и изменения параметров работы оборудования УЭПН по требованиям Заказчика

3. возможность снижения затрат при обслуживании скважин за счет выполнения ряда заявок дистанционно, без выезда на скважину

Целями проекта являются:

1. снижение затрат на автоматизацию вновь вводимых скважин с УЭПН на Ашальчинском месторождении

2. Снижение затрат на обслуживание скважин с УЭПН на Ашальчинском месторождении при помощи автоматизации скважин.

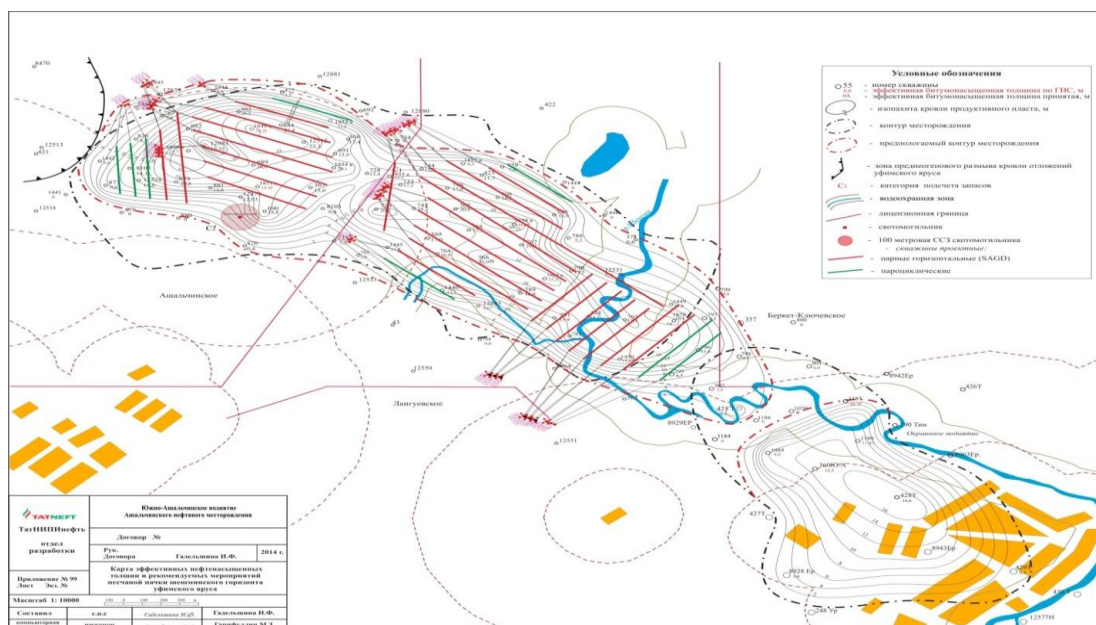


Рис.1 Схема бурения Южно-Ашальчинского поднятия.

На схеме бурения Южно-Ашальчинского поднятия, где можно видеть, что разбуривание скважин планируется кустовым способом – в данном случае бурится 10 кустов скважин.

На 2015 год планируется бурение скважин на 4-х поднятиях: Южно-Ашальчинское 10 кустов, Северо-Ашальчинское 6 кустов, Туйметкинское 5 кустов и Больше-Каменское 10 кустов. Всего в 2015г. планируется пробурить 115 добывающих скважин под эксплуатацию с помощью УЭПН. Количество скважин на кусту от 2-х до 8-ми скважин.

Согласно проекту обустройства месторождений, расположение наземного оборудования УЭПН на каждом кусту скважин планируется организовывать в одном месте на одной площадке. Автоматизацию скважин предполагается обеспечить с помощью GPRS-модемов производства ООО «Геофизмаш» и оператора сотовой связи МТС.

С целью снижения затрат на закупку GPRS-модемов для автоматизации кустовых скважин, где наземное оборудование расположено в одном месте, с заводом – изготовителем проработана возможность подключения нескольких СУ с контроллерами РУМБ к одному GPRS-модему и запрошена методика обвязки станций управления. Был получен письменный положительный ответ. В нашем случае возможно: 1 куст – 1 GPRS-модем.

На вновь введенных скважинах провели установку модема на одну СУ, по рекомендациям завода изготовителя смонтировали схему обвязки СУ, произвели соответствующее программирование контроллеров РУМБ на каждой СУ.

В цеху произвели прошивку новых скважин в ПО РУМБ, в соответствии с настройками, выставленными в контроллерах РУМБ на скважинах. Проверка связи показала, что система работоспособна.

После получения положительного заключения о работоспособности данной системы, был рассчитан ожидаемый экономический эффект на 2015г. Получили, что снижение затрат на приобретение GPRS-модемов (без учёта НДС 18% и наценки УТНС 4,7%) составит 1 680 000 руб.- это реальная экономия на материалах, к тому же в настоящих реалиях цена на модем может значительно вырасти

И условный экономический эффект на трудозатраты и транспорт – 8 480 396 руб., т.е. при росте объёмов мы не увеличим свои затраты на эту сумму. Опять же тариф на транспорт в течении года может измениться и не раз.

Планирование бюджета поверки средств измерений в системе 1С:ТОиР

Г.Р. Сергеева (ОАО «ТАНЕКО»)

Планировать будущее в условиях неопределенности и выбрать лучший путь – одна из ключевых задач менеджмента компании. Главной целью прогноза является снижение уровня неопределенности.

Бюджетирование призвано обеспечить конкурентоспособный выпуск продукции при оптимальном использовании всех ресурсов, а также эффективное развитие предприятия при постоянных изменениях внешних условий.

Составление бюджетов является неотъемлемым элементом общего процесса планирования, а не только его финансовой части. Механизм бюджетного планирования доходов и расходов целесообразно внедрять для обеспечения экономии денежных средств, большей оперативности в управлении этими средствами, снижения

непроизводительных расходов и потерь, а также для повышения достоверности плановых показателей. Бюджеты обычно составляются на год, чаще всего с разбивкой по кварталам.

Для организации эффективной системы бюджетного планирования был автоматизирован процесс планирования бюджета поверки (калибровки) средств измерений (СИ).

Внедрение процесса автоматизации позволяет наиболее рационально использовать имеющиеся ресурсы, увеличить производительность труда, оптимизировать процессы управления и освобождать от участия человека в этих процессах, либо значительно снижать степень его участия, что в общем повышает эффективность бизнес-процессов любого предприятия.

Парк средств измерений предприятия насчитывает более 25ти тыс. единиц. База данных СИ ведется в системе 1С:Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР). Планирование бюджета поверки средств измерений проводится в ручном режиме техническим специалистом.

Процесс подготовки бюджета начинается с выгрузки справочников СИ из системы 1С:ТОиР по всем подразделениям. Далее в программе MS Excel проводится расчет стоимости затрат по поверке СИ на расчетный период по каждому подразделению (более 35ти подразделений). Затрачиваемое время – более 3х недель. Процесс настолько трудоемкий, что возник вопрос о его автоматизации.

Решением вопроса явилась автоматизация процесса в системе 1С:ТОиР.

Все необходимые для расчета данные хранятся в карточке объекта ремонта, это:

- 1) наименование, тип СИ;
- 2) дата предыдущей поверки, межповерочный интервал;
- 3) расценка технологической операции (поверка, калибровка) за единицу типа СИ;
- 4) актуальное состояние СИ (эксплуатация, на ремонте, на хранении, снят с учета)

Программная часть реализована посредством SQL запросов. Данный механизм запросов позволяет получить гибкий (варьирование, использование условий, вложенных таблиц, ограничений) доступ ко всей информации, хранящейся в базе данных 1С:ТОиР.

Результатом выполнения программного кода является формирование отчета «Потребности по месяцам на эксплуатационные нужды» по утвержденной форме ОКЗиЦ-ф4 по всем подразделениям без расчета план-графиков ППР.

В развернутом виде (с разбивкой по месяцам по типу СИ) в разрезе одного подразделения - отчет «Предварительная оценка затрат по СИ».

В результате автоматизации процесса планирования бюджета поверки СИ были получены следующие результаты:

- 1) получение максимально точных значений предполагаемых затрат по месяцам и в целом на предстоящий год,
- 2) прозрачность формирования бюджета, возможность подтверждения итоговой суммы по каждому подразделению,
- 3) учет процента инфляции и непредвиденных затрат,
- 4) увеличение производительности труда,
- 5) исключение ошибки вида «человеческий фактор»,
- 6) возможность формирования бюджета на предстоящий период (год) в режиме реального времени.

Разработка и реализация регламента обслуживания систем верхнего уровня АСУ ТП

Ю.С. Барахтин (ООО «ТатАвтоматизация»)

Текущая ситуация

До момента вывода РЦАП из НГДУ ПАО "Татнефть" обслуживание верхнего уровня АСУ ТП проводилось по внутренним требованиям каждого НГДУ, отсутствовали общие рекомендации и правила. С момента входа в состав ООО «Т» ситуация осталась без изменения, каждый РЦАП выполнял свои работы автономно, исходя из имеющегося опыта.

В связи с чем в ООО «Т» был сформирован новый отдел по сопровождению АСУТП, включающие в себя задачи по централизованному обслуживанию объектов АСУТП.

Результатом начального этапа становления отдела стала разработка регламента по обслуживанию систем верхнего уровня АСУТП, излагающий порядок и правила выполнения работ по администрированию серверов, баз данных и АРМ на объектах ПАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина.

Решение

Регламент обслуживания систем верхнего уровня АСУ ТП позволит решить задачи:

- Инвентаризации парка ПК и серверов, используемых для задач АСУ ТП;
- Инвентаризации программного обеспечения АСУТП;
- Политики безопасности верхнего уровня АСУТП;
- Унификации стандартов передачи данных.

В рамках данного регламента были актуализированы распоряжения о назначении ответственных лиц по РЦАП за работу верхнего уровня АСУТП.

Для получения актуальной информации о текущем состоянии и дальнейшего анализа был организован сбор информации с РЦАП. Отчет по инвентаризации парка ПК позволил получить представление об эксплуатируемых системах АСУТП. В результате была разработана универсальная и полная таблица, содержащая в себе весь необходимый перечень информации и удобная для дальнейшего анализа. Результат инвентаризации показал, что 54% ПК используемых для решения задач АСУТП, эксплуатируются более 4-х лет. На основании полученных данных подготовлены требования к частичной модернизации или замене ПК.

Проанализировав информацию об используемых ПК были определены критерии, согласно которому подготовлен перечень ПК, рекомендуемый к модернизации.

Был выделен перечень программного обеспечения (критичное ПО), выход из строя которого может спровоцировать остановку технологического процесса, отсутствие контроля нештатных ситуаций и снижения оперативности в принятии решений.

В рамках данного регламента был выполнен анализ эксплуатирующей документации по каждой системе АСУТП. В состав эксплуатирующей документации входят инструкции по эксплуатации, руководство пользователя, рекомендации по настройке и сопровождению. Рекомендации по настройке разрабатываются в виде отдельного приложения опытными сотрудниками отдела сопровождения АСУТП.

Безопасность верхнего уровня АСУТП должна отвечать указанным требованиям, к которым необходимо стремиться при запуске новых, реконструкции имеющихся систем и при наличии технической возможности в существующих системах АСУТП.

Установленное на объектовом уровне оборудование должно соответствовать следующим требованиям:

- Стандартизация протоколов обмена данными;
- Протокол передачи не должен использовать платформозависимые программные компоненты;
- Унификация используемых аппаратных компонентов;
- Используемое контроллерное оборудование должно поддерживать буфер архива для реализации сбора и передачи архивных данных;
- Необходимо предусмотреть возможность удаленно при помощи команд протокола обмена между КП и ДП узнать версию прошивки контроллера, а также возможность удаленной перезагрузки контроллера объекта;
- Отказ от принципа циклического опроса при сборе данных с КП;
- Передача данных с КП на ДП должна реализовывать приоритизацию передаваемых параметров.

Реализация программного продукта идентификации межскважинных проводимостей на базе интегрированного сервера открытых платформ

*А.В. Кузьмина, Л.И. Мухаметишин, О.В. Денисов (ООО «ТатАСУ»),
М.В. Швыденко (НГДУ «Альметьевнефть»)*

Представленный в данной работе программный продукт, реализованный в компании и основанный на алгоритмах анализа данных телеметрии (с наземных телесистем), дает возможность провести исследование участков нефтепромысловых площадей, не уступающее по ценности исследованиям прямыми методами. Данный инструмент разрабатывался в совместном проекте с НГДУ по 3-му блоку Березовской площади.

Ввиду необходимости конечного коробочного продукта, было принято решение о создании сервера открытых платформ, т.е. включающего в себя ПО, не требующее приобретения лицензий и финансовых затрат на дальнейшее сопровождение. Разработка инструмента, экспериментальные расчеты, отработка тестовых представлений происходили на базе созданного сервера.

Первым направлением разработки инструмента был взят классический подход - алгоритм для идентификации коэффициентов межскважинных проводимостей на системе дифференциальных уравнений материального баланса по данным телеметрии, который потребовал существенной адаптации к реальным условиям, и такая адаптация была проведена на локальных участках 3-го блока Березовской площади. Этот этап заключался в проведении множества экспериментальных расчетов и определении граничных условий и величины сжимаемости пластовой среды с помощью ряда эмпирических приемов.

Данная методика дала результаты, имеющие большое сходство с реальностью, однако обладала рядом минусов, в числе которых - большая сложность адаптации.

Поэтому для оценки эффекта взаимовлияния скважин по данным телеметрии было предложено использовать адаптивно-разностный алгоритм на основе интегрального показателя $Q \cdot P$ (произведение дебита и давления, характеризующее некоторую физическую «мощность» скважины). Адаптация данного алгоритма потребовала существенно меньших усилий по сравнению с адаптацией классического алгоритма.

Программный инструмент также обеспечивает визуализацию результатов работы алгоритмов в виде карты взаимовлияний скважин.

Параллельно с разработкой предыдущих алгоритмов идентификации, проводились эксперименты по решению поставленной задачи с помощью нейросетевых алгоритмов. В результате были выбраны двунаправленные самоорганизующиеся карты Кохонена.

Таким образом, в ходе создания продукта было реализовано три направления по идентификации межскважинных проводимостей:

- 1) расчет межскважинных проводимостей путем идентификации параметров системы уравнений материального баланса на исторических данных;
- 2) расчет рангов межскважинных проводимостей на основе интегрального показателя $Q \cdot P$ (произведение дебита и давления);
- 3) расчет рангов межскважинных проводимостей на нейросетевых моделях.

Полученные классическим методом значения межскважинных проводимостей сравниваются по рангам с идентифицированными на основе показателя $Q \cdot P$ и нейросетевых моделях значениями.

Сравнительный анализ результатов расчетных алгоритмов и трассерных исследований был апробирован в институте «ТатНИПИнефть» в апреле 2015 года и получил положительную оценку.

Ввиду методологической емкости, разработка программного продукта идентификации межскважинных проводимостей была сопряжена с большим количеством экспериментальных расчетов. Каждый результат расчета требовал подробного анализа, на основе которого принималось решение, в каком направлении развивать методы в дальнейшем.

Проект «Создание программы поддержки принятия решений по управлению закачкой в системе ППД на автоматизированном фонде скважин 3-го блока Березовской площади НГДУ, продуктом которого является программный инструмент идентификации межскважинных проводимостей, основанный на описанных в работе алгоритмах, утвержден на 2015 год. В настоящее время ведется опытно-промышленная эксплуатация инструмента. Внедрение в промышленную эксплуатацию ожидается в конце 2015 года.

Данный инструмент дает возможность повысить качество принимаемых решений по управлению закачкой рабочего агента и сократить потери рабочего времени на анализ данных телеметрии и показателей эксплуатации скважин.

Также, в процессе создания инструмента исполнителями были получены новые знания в разработке численных методов обработки данных телеметрии с целью применения для аналитических задач.

**Разработка АСУ ТП эксплуатационных скважин Северо-Ашальчинского поднятия
на Ашальчинском месторождении на основе контроллерного шкафа производства
ООО «Татинтек»**

Л. Р. Рахматуллина, А. Ю. Самойлов, А. А. Мухамадеев (ООО «ГБТ»)

В 2006 году в ПАО "Татнефть" началось активное освоение месторождений СВН на Ашальчинском месторождении НГДУ.

Для автоматического контроля и управления технологическим процессом добычи СВН на Ашальчинском месторождении была создана система АСУ ТП скважин. Данная АСУ ТП была осуществлена на базе промышленных контроллеров Мега и АРМ оператора со SCADA на основе GraphWorX32.

В результате эксплуатации системы был выявлен ряд недостатков, таких как:

1. сбой отчетных форм;
2. «торможение» работы АСУ ТП;
3. негарантированная доставка данных на портал Ашальчи;
4. недостаточный объем хранения в БД;
5. остановка процесса оперативного контроля технологического процесса во время конфигурирования SCADA.

С августа 2014 было принято решение о переходе на новую систему опроса объектов. Для этого в эксплуатацию ввели новое контроллерное оборудование КСТД производства ООО и новое АРМ оператора со SCADA на базе InTouch Wonderware.

Новая система сбора и передачи данных представляет собой централизованную распределенную систему сбора информации, в которой опрос объектов ТОУ ведет сервер связи. Для хранения всех данных телеметрии в системе используют БД Oracle. Конфигурирование сервера сбора, SCADA приложения, драйверов для опроса различных контроллеров ведется из единого конфигуратора. Система имеет следующие функциональные особенности:

- открытость и гибкость системы;
- распределенная система
- архивирование данных (на уровне контроллера)
- независимость от организационной и технологической структуры;
- контроль целостности, подкачка архивов;
- обеспечение метки времени;
- выгрузка конфигурации для всех узлов системы;
- библиотека типовых шаблонов

- расширяемость.

Новая система АСУ ТП позволила:

- увеличить скорость передачи данных, благодаря поддержке контроллера КСТД протоколов MODBUS-RTU и MODBUS-ELAM (позволяет опрашивать все параметры контроллера одним запросом);
- обеспечивать сохранность данных даже при потере связи с диспетчерским пунктом (опрос цифровых устройств и архивирование их параметров на нижнем уровне через собственные цифровые порты);
- опрашивать цифровые устройства по различным протоколам, конвертировать в стандартные для систем верхнего уровня;
- устранять сбои отчетных форм;
- обеспечивать гарантированную доставку данных на портал Ашальчи и другие смежные системы (благодаря централизованному хранению данных);
- обеспечить удобство к отчетным формам (за счет использования веб-отчетов).

Нами был проведен анализ заявок на 218.1 сервисе (Диспетчеризация, контроль и управление технологическими объектами добычи сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения). Проведенный анализ показал отсутствие заявок по отказу контроллерного оборудования после перехода на новую систему АСУ ТП.

Таким образом, новая система автоматизации и телемеханизации позволяет снизить затраты на обслуживание. Также использование собственного контроллерного оборудования позволяет расширять систему АСУ ТП как нижнего, так и верхнего уровня без привлечения специалистов сторонних организаций.

Автоматизированный учет работы автошины в системе «АСУ-Транспорт»

Д.И. Бакирова (ООО «УК «Татспецтранспорт», ООО «Елховское УТТ»)

Согласно Положению об эксплуатации, выдаче и движению авторезины, учет работы автошины ведется вручную и производится следующим образом:

- на каждую шину, установленную на автомобиль (новую, восстановленную или с углубленным рисунком протектора) при его комплектации или во время эксплуатации, заводится карточка учета её работы (распечатывается документ Word). Все графы карточки должны быть заполнены.
- работник производственно-технического отдела ежемесячно ведет учет пробега и наработки по каждой единице подвижного состава.

- при снятии шины с эксплуатации в карточке учета работы шины указываются: дата демонтажа, полный пробег, наименование причины снятия, определяемой комиссией, остаточная высота рисунка протектора (по наибольшему износу), куда направлена шина – в ремонт, в утиль или рекламацию.

Весь алгоритм учета работы 1 ед. автошины от установки до списания в среднем занимает около часа времени (с учетом того, что средний срок эксплуатации резины равен 1,5 года)

Недостатки:

- длительное время на разноску пробегов на каждую ед. авторезины по каждому ТС.
- возможность допущения ошибки (человеческий фактор).

Идея работы состоит в том, чтобы вести учет работы автошины в системе АСУ-Транспорт, где можно будет распечатать всю необходимую документацию по резине, и следовательно отказаться от ежемесячной ручной разnosки пробега по каждой единице резины.

При автоматизированном учете работы автошины весь процесс будет занимать около 5 минут.

Автоматизация работы гидропривода «TMC POWER MAN»

М.Р.Сафиуллин, Р.Н. Валиулин (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время в ПАО "Татнефть", широкое применение получило эксплуатация ШГН пневмогидравлическими приводами «TMC POWER MAN».

Существуют несколько модификаций гидроприводов: однолифтовый, двухлифтовый, реанимационный и гидропривод с длиной устьевого хода 6 м.

Наиболее эффективными областями применения, которых является:

1. Освоение скважин после бурения и капитального ремонта.
2. Эксплуатация на скважинах, оснащенных однолифтовыми установками ОРЭ.
3. Эксплуатация периодически работающего фонда скважин, выведенного в бездействие.
4. Проведение реанимационных работ на скважинах.

Эффективность добычи, непосредственно, зависит от степени автоматизации оборудования.

Первоначальные образцы «TMC POWER MAN» управлялись непосредственно оператором, путем ручной настройки датчика при помощи ключа и отвертки.

Следующим этапом была реализована система дистанционного управления, позволяющая диспетчеру ЦДНГ дистанционно переключать гидропривод между двумя диапазонами.

Реализованная система показала свою эффективность, однако имела ряд недостатков:

1. Не отслеживались параметры работы гидроприводов.
2. Изменение работы возможно было лишь в 2 режимах.
3. Не было возможности снятия диаграммы без присутствия оператора на скважине.
4. Отсутствовал оперативный мониторинг работы оборудования.

Эти минусы стимулировали нас модернизировать систему.

Процесс совершенствования системы состоял из трех этапов. Во-первых, установка дополнительных датчиков, которые передают электронные показания в станцию управления.

Второй шаг - установка модуля передачи данных сотовой связи (GSM модуля) для возможности подключения гидропривода к интернету. Стоит отметить, что данный модуль позволяет передавать информацию по блютуз каналу (рисунок 1).

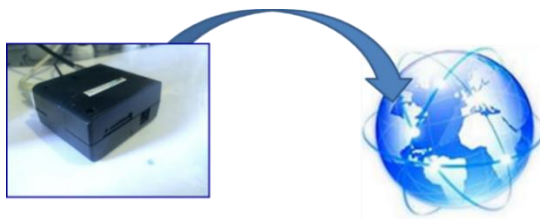


Рисунок 1. модуля передачи данных сотовой связи.

Заключительный этап-разработка программы, с широким функционалом и в то же время с максимально удобным интерфейсом. (рисунок 2).



Рисунок 2. Интерфейс программы.

Новая система дистанционного управления позволяет в онлайн режиме менять параметры диапазона и отслеживать ее рабочее состояние.

Также новая система имеет архив данных, в нём хранятся показания параметров гидропривода, на основе которых проводится анализ последнего периода работы. Это

позволит ускорить оперативность устранения поломок и улучшит качество определения причины поломок.

Учитывая тот факт, что техника безопасности стоит на первом месте, для предупреждения работы гидропривода в автоматическом режиме мы внедрили визуальную и звуковую систему оповещения.

Таким образом, усовершенствованная система управления гидроприводов отвечает не только требованиям ПБ и ОТ, но и в первую очередь имеет ряд положительных моментов, с точки зрения автоматизации:

1. Online-контроль параметров гидропривода (температура, давление, нагрузка на шток).
2. Дистанционное изменение параметров работы в широких диапазонах.
3. Снятие динамограммы без присутствия оператора на скважине.
4. Возможность проведения удалённого анализа заданного периода времени работы гидропривода.

Экономический эффект составил 3,2 млн. рублей.

Организация удалённой проверки знаний сотрудников предприятия

Ш.Ф. Ахметов (ООО «УПТЖ для ППД»)

По расположению объекты ООО «УПТЖ для ППД» располагаются в 5 муниципальных районах республики Татарстан: Альметьевский, Тукаевский, Азнакаевский, Лениногорский и Бугульминский.

Для обеспечения соответствия необходимой компетенции сотрудники предприятия до 3х раз в год выезжают для сдачи зачётов комиссии для проверки знаний по электробезопасности, охране труда и промышленной безопасности к специалистам отдела, расположенного в г.Альметьевск при этом сдают экзамены в взб-приложении «Олимпокс». Т.к. в цехах отсутствуют узкопрофильные специалисты по ОТиПБ рабочие и ИТР для проверки знаний выезжают из г. Набережные Челны, пгт. Карабаш, с. Тумутук и с. Старый Кувак, что соответственно влечет отвлечение специалистов на продолжительность полного рабочего дня и избыточные транспортные расходы.

С целью оптимизации расходов и повышения эффективности труда в текущем году внедряется дистанционная сдача экзаменов на персональных компьютерах руководителей цехов, участков, а также специалистов отдела охраны труда и промышленной безопасности при использовании автоматизированных рабочих мест, от которых должны

быть организован доступ в корпоративную систему передачи данных, поддерживаемую ООО «ТатАИСнефть».

Для организации процесса на рабочие места, оснащённые веб-камерой, устанавливается программа-коммуникатор Microsoft Lync с использованием которой предоставляется удалённый доступ к веб-приложению «Олимпокс», а также производится видеорегистрация процесса сдачи экзамена – бесплатным приложением WebcamMax, которое позволяет создать видео архив с записью звука.

В соответствии с предварительно составленному графику проверки знаний в определённое время сотрудник производственного цеха в присутствии руководителя подразделения прибывает для проверки знаний уже не в г.Альметьевск, а более приближенное к его месту работы -административное здание производственного цеха. Для исключения подлога и прочих нарушений в онлайн-режиме видеоконференции производится его идентификация, проверка документов, сдача экзамена в приложении «Олимпокс», задаются дополнительные вопросы и проводится подведение итогов. Документы об итогах результата проверки знаний сотрудник получает в течение 2х недель, а запись процесса проверки знаний переносится в архив на сервере.

Внедрение удалённой проверки знаний сотрудников позволяет без дополнительных затрат сократить потери времени, за счёт исключения отвлечения специалистов на поездки не создающие каких либо ценностей, а также сократить или переориентировать транспортные расходы предприятия на решение производственных задач.

Экономический эффект внедрения рассчитывается исходя из отсутствия необходимых капитальных вложений, наличия оборудования АРМ и программного обеспечения, уменьшения потери времени инженерно-технических работников на время поездки в г. Альметьевск и сокращения транспортных расходов.

Организация удалённой проверки знаний сотрудников предприятия применима в организациях, использующих веб-приложение «Олимпокс», имеющих выход в сеть интернет или КСПД ООО «ТатАИСнефть».

Построение информационной системы мониторинга ПКЭ в сетях ПАО «Татнефть»

Т.Р. Ахунов, Л.Н. Ильясова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Разработка битумных месторождений является стратегическим направлением деятельности. Как известно, добыча битумной нефти на Ашальчинском месторождении осуществляется технологическим прогревом пласта, путем закачки пара вырабатываемого котельной «Ашальчи». Бесперебойное обеспечение паром с заданными параметрами

Ашальчинского месторождения является одним из приоритетных задач для ПАО "Татнефть". Так как объем добытой сверхвязкой нефти находится в прямой зависимости от объема выработанного пара. Любая остановка котельной влияет на объем добытой нефти.

Современная паровая котельная – это сложная система, работа которой зависит от качества электро-, газо-, водоснабжения, а также работы каждого отдельного элемента и персонала.

Отклонение параметров поступающих ресурсов, от требуемых, приводит к изменениям в работе котельной, в том числе, отказам. Анализ причин остановов показал что более 50% причин связаны с качеством электроэнергии. Так как на котельной установлено электрооборудование, которое чувствительно к отклонению показателей качества электроэнергии. Причиной отказа, выхода из строя, останова электрооборудования является провалы, перенапряжения, не соответствие качества электроэнергии требованиям стандарта.

Для мониторинга показателей качества электроэнергии в котельной «Ашальчи» установлены приборы марки «Ресурс» такие как «Ресурс UF» и «Ресурс UF2 ». Измерители показателей качества электроэнергии «Ресурс» предназначены для измерений характеристик напряжения, включая основные показатели качества электрической энергии (ПКЭ), характеристик тока, мощности и энергии переменного трехфазного и однофазного тока. Показания, которые фиксируются приборами, используются при анализе причин остановов. При аварийных остановах котельной или при возникновении других ситуаций требующих получение информации с приборов, опрос производился выездом специалиста сервисного предприятия в котельную.

Такой метод опроса связанный с выездом специалиста не оперативный, к тому же приводит к непроизводительному расходу рабочего времени, занятости транспорта.

С целью автоматизации процесса снятия показаний качества электроэнергии, исключения необходимости выезда на объект (в т.ч. в нерабочее время), уменьшения непроизводительного расхода рабочего времени специалиста и повышение оперативности расследования остановов организован дистанционный мониторинг показаний ПКЭ в котельной «Ашальчи».

Для решения проблемы рассматривались варианты с минимальными затратами на внедрение удовлетворяющие требованиям надежности. В результате для организации идеи из вариантов которые получи распространение был выбран GSM канал связи.

При данной схеме опрос с автоматизированного рабочего места диспетчера производится используя GSM модем.

За счет организации удаленного мониторинга снижаются затраты на трудовые ресурсы (инженер по наладке и испытаниям) в размере 103 тыс. руб. в год и транспортные затраты (ГАЗ 3102 «волга») 150 тыс. руб. в год. Экономический эффект от реализации составил 232 тыс.руб. Данное мероприятие малозатратное и быстроокупаемое. Срок окупаемости менее месяца.

Организация удаленного мониторинга позволило автоматизировать процесс, повысить оперативность расследования и производительность труда инженера, снизить транспортные расходы.

Рассматривая вопрос перспектив реализации данной идеи. Необходимо отметить интерес со стороны ПАО "Татнефть" в организации прямого доступа к информации с измерителей ПКЭ. Полученный опыт можно применить для организации удаленного мониторинга и на в других объектах. Так, например, как известно на Ашальчинском месторождении ведутся работы по строительству ряда новых котельных и существует необходимость в организации удаленного мониторинга ПКЭ. А также существует необходимость в мониторинге ПКЭ в узловых подстанциях. Установка измерителей и организация удаленного мониторинга ПКЭ в новых котельных и узловых подстанциях позволить создать сеть по мониторингу и минимизировать затраты.

Модернизация автоматизированных систем теплоэнергетического оборудования

М.Ф. Шайхетдинов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Модернизация автоматизированных систем теплоэнергетического оборудования рассмотрим на примере котельной Камских ВОС. Данная котельная находится в г. Набережные Челны, Элеваторная гора и расстояние от цеха обслуживающей организации составляет ориентировочно 61 км. В течение отопительного сезона круглосуточно на котельной находится один оператор котельной.

В связи со сменным графиком работы операторов котельной была необходимость ежедневно закреплять транспорт за данной котельной для смены персонала, что увеличивала затраты цеха и сказывалась на рентабельности.

Проведя анализ, по возможности диспетчеризации котельных, было принято решения о полной автоматизации работы котельной Камских ВОС без персонала.

Для корректной работы котельной без обслуживающего персонала необходимо внедрить систему автоматизации котельной с выводом информации в виде мнемосхемы на диспетчерский пульт ОДС и компьютер мастеру.

Для реализации полной автоматизации котельной необходима установка контроллеров Миконт для считывания данных, модема для передачи данных в ОДС и мастеру котельной и установка программного обеспечения.

На котельную необходимо установить 5 контроллеров Миконт-186, по 1 контроллеру на котельные агрегаты (3 шт.), 1 контроллер на насосное оборудование и емкости и 1 контроллер на сбор информации.

Контроллер МИКОНТ-186 предназначен:

- для коммерческого и оперативного учета энергоресурсов и энергоносителей - вода, пар, тепло, природный и попутный газ, нефть и нефтепродукты, электроэнергия и др.;
- для контроля и управления технологическими процессами, техническими системами и оборудованием, как в автономном режиме, так и в составе иерархических систем управления, а также в качестве локального средства контроля, управления, защиты и блокировки;
- для измерения, сбора, обработки, представления и передачи информации на следующий уровень по различным каналам связи.

Внедрение контроллеров Миконт-186 позволит производить удаленный мониторинг параметров работы котельной, автоматическое регулирование работы котельной, как по параметрам энергоносителей, так и по оборудованию котельной, не забывая следить за сохранностью и противопожарному состоянию котельной. Так же позволит снизить транспортные затраты и произвести оптимизацию численности цеха.

В конце марта месяца 2015 года котельная Камских ВОС была полностью автоматизирована, и котельная весь апрель проработала в штатном режиме, без остановок и аварий без обслуживающего персонала. Регулирование параметров теплоносителей производилась согласно температурного графика.

Экономический расчет при полном внедрении автоматизации системы теплоснабжения котельной Камских ВОС показал, что срок окупаемости составит ориентировочно 3,1 года, ЧДД составит ориентировочно 8,5 млн. руб., индекс дисконтированной доходности составит 5,65.

Мобильный Монитор руководителя

Д.С. Кононенко, Р.И. Маннапов (Центр обслуживания бизнеса ПАО "Татнефть")

Устройства, такие как смартфоны и планшеты, частично или полностью могут заменить менее мобильные персональные компьютеры и ноутбуки.

Информация в работе имеет большое значение и своевременный доступ к ней не менее важен. Для оперативного доступа к информации и принятия решения будет достаточно использовать приложение Мобильный Монитор руководителя.

Программа призвана облегчить доступ руководителей к информационно-аналитической отчетности, позволяющей контролировать ключевые показатели деятельности предприятия. Данное решение устранил такой недостаток системы как мобильность.

Приложение, используя технологии SAP, будет располагаться наверху пирамиды ИАС.

Сейчас информационно-аналитическая система Монитор руководителя представляет собой для пользователя веб-ресурс с навигационным меню по интерактивным панелям. Основное предназначение - представление табличных данных в виде сжатых, ярких образов несущих в себе основную информацию. Размещенная ключевая бизнес-информация, организованная в оптимальном для анализа виде, используется руководителями для оценки эффективности деятельности предприятия и принятия управленческих решений.

Интерактивные панели демонстрируют данные из системы SAP Business Intelligence и предоставляют информацию по предприятию.

Данная разработка приложения обеспечит доступ к имеющейся информации в SAP, решая проблему совместимости для мобильных устройств.

При разработке интерактивных панелей использовались функциональности на базе решений SAP BusinessObjects: UNIVERSE DESIGNER, Web Intelligence, Query as WebService, Xcelsius.

В основе данного подхода лежит стандартная возможность использования BI BEx Query запросов в качестве источников данных для Universe Designer. Доступ в систему BI из системы BO осуществляется под техническим пользователем.

Xcelsius подключается к Web-сервису по SOAP протоколу для получения данных.

Мобильное приложение будет использовать запросы, созданные в Query as a Web Service.

Query as a Web Service — это приложение Business Objects, с помощью которого бизнес-пользователи быстро создают запросы и публикуют их в качестве веб-служб.

В Android нет встроенного SOAP клиента, мы разработаем собственный на базе Android API. Для создания аналога интерактивных панелей, созданных в SAP BusinessObjects Xcelsius и самого приложения, будет использоваться интегрированная среда разработки Android Studio.

Предполагается использовать учетные записи портала corporate.tn для регистрации в приложении.

Положительные аспекты данной работы:

- Доступность информации в любом месте, где имеется сеть ТН;
- Возможность использовать различные виды мобильных устройств;
- Своевременная осведомленность руководителя, экономия времени на принятие решений;
- Возможность персональной настройки интерфейса программы пользователем;
- Опциональная возможность просмотра ранее загруженных данных в режиме «без сети»;
- Быстрый доступ к данным (вся графика зашита в приложение, загружаются только данные);
- Минимальные затраты на разработку (в сравнении с покупкой готового программного обеспечения).

Успешность разработки данного ПО откроет широкий выбор по получению данных из любых систем ПАО «Татнефть» располагающихся в SAP, необходимых каждому руководителю.

Работы по созданию приложения будут проведены специалистами структурного подразделения компании ПАО «Татнефть», ориентировочно, трудозатраты составят - 720ч.

Экономический эффект от создания приложения «Мобильный Монитор руководителя» заключается в условной экономии средств на приобретение готового программного продукта на IT-рынке, которое находится в пределах 200000 - 250000 руб.

Собственная разработка гораздо дешевле и предоставит возможность свободного внесения корректировок и преобразований без привлечения сторонних ресурсов.

Проектирование электроснабжения скважин, расположенных на сложных заболоченных участках

Г.Ш. Бикаева (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Одним из наиболее перспективных месторождений НГДУ «Азнакаевскнефть» является Татсуksинское месторождение, которое расположено в Актанышском районе республики Татарстан в районе деревни Татсуksы.

В конце 2014г. было произведено разведочное бурение скважины 300г, 300 Татсуksинского месторождения. Скважина оказалась высокодебитной, и было принято решение об обустройстве данного куста. Учитывая сложные инженерно-геологические условия данного месторождения, а именно заболоченность территории месторождения, перед нами была поставлена задача закончить работы по обустройству скважин до наступления половодья и начала весенней распутицы. Для того, чтобы уложиться в указанные сроки, было принято решение о параллельном ведении инженерных изысканий, проектирования и строительства.

До обустройства данного куста электроснабжение скважин осуществлялось от дизель-генераторов. Перед нами была поставлена задача обеспечить постоянную работу скважин в оптимальном режиме без использования дизельных электростанций. Необходимо было решить вопрос электроснабжения куста скважин – строительство линии электроснабжения протяженностью 5 км.

В феврале были начаты проектно-изыскательские работы. Участок расположен в пределах долины рек Кама и Белая. Здесь располагается крупнейший на территории Татарстана болотный массив Кулягаш, который представляет сложный болото-озерный комплекс со множеством неглубоких озер. Это все обуславливает сложный инженерно-геологический разрез рассматриваемого месторождения.

В результате инженерно-геологических изысканий были выделены следующие типы грунтов: суглинок текучепластичный, глина текучепластичная, песок пылеватый, торфосодержащие грунты. Таким образом, по результатам выполненных изысканий категория сложности инженерно-геологических условий определена как III (сложная): специфические грунты в основании фундамента и геологические процессы оказывают решающее влияние на принятие проектных решений, строительство и эксплуатацию объекта.

Это подтвердилось при проектировании и расчетах линии электроснабжения. По результатам произведенных расчетов ни один из приведенных ниже типовых проектов по

строительству воздушной линии электропередач не был применим для наших условий в связи со сложными инженерно-геологическими особенностями трассы линии электроснабжения:

- 1.«Опоры на базе железобетонных стоек длиной 11м» (серия 3.407.1-143);
- 2.«Закрепление железобетонных промежуточных опор ВЛ-10кВ в болотистых грунтах» (шифр 23.0087);
- 3.«Конструкции опор ВЛ 6-10кВ из отработанных бурильных и отбракованных обсадных труб для районов Западной Сибири» (Арх.№4.0639);
- 4.«Закрепления деревянных опор ВЛ 6-10,20 и 35кв на болотах и слабых грунтах» (серия 4.407-59/71).

Тогда нами было принято решение использовать для электроснабжения данных скважин кабельную линию вместо воздушной. Мы остановились на кабеле типа АПвКсПу2г производства ТАТКАБЕЛЬ, г.Казань. Это одножильный кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с продольной и поперечной герметизацией, с броней из алюминиевого сплава в оболочке из полиэтилена. Он предназначен для прокладки в пучинистых и просадочных грунтах, в местах, где возможны механические растягивающие воздействия на кабель. Были использованы специальные муфты для прокладки в водной среде.

Эффективность использования кабельной линии для электроснабжения была подтверждена экономическим расчетом. Было произведено сравнение электроснабжения скважин с применением дизельной электростанции с электроснабжением, осуществляемым по кабельной линии. Капитальные вложения составляют 10,5 млн. руб., экономия достигается за счет сокращения эксплуатационных затрат. Срок окупаемости составляет 4 года, ЧДД более 10 млн. руб.

Таким образом, строительство кабельной линии позволило решить проблему электроснабжения скважин на сложном заболоченном участке. Предложенный нами способ электроснабжения на данный момент успешно внедрен и показывает свою эффективность. Выбранный тип кабеля отличает его высокая надежность, что влияет на качество и бесперебойность электропитания скважин, а это является одной из важнейших задач проектирования электроснабжения объектов нефтедобычи.

Комплексный подход к повышению эффективности проекта по выработке электроэнергии из попутного нефтяного газа на УПС «Елабужская»

Ю.А. Данилова (НГДУ «Прикамнефть»)

В соответствии с программой по повышению степени утилизации попутного нефтяного газа на объектах ПАО "Татнефть" в НГДУ «Прикамнефть» в 2011 году построена и запущена в эксплуатацию газопоршневая установка на УПС «Елабужская» в составе 4 агрегатов ГДГ-90 производства ОАО «Волжский дизель им. Маминых» с общей мощностью 1400 кВт.

Внедрение энергокомплекса такого масштаба на основе газопоршневых агрегатов является первым опытом в ПАО "Татнефть". Поэтому в процессе эксплуатации нам постоянно приходится сталкиваться и решать возникающие проблемы как организационного, так и технического характера.

Одной из главных проблем, которые снижали надежность работы агрегатов, было наличие в попутном нефтяном газе конденсата и мехпримесей. С целью дополнительной очистки газа была произведена установка коалесцирующего фильтра, основой которого является фильтрующий элемент, состоящий из волокон политетрафторэтилена (C_2F_4)_n.

В процессе эксплуатации также выявилось, что суммарного количества газа за какой-либо продолжительный интервал времени, например сутки, вполне достаточно для работы четырех машин. Но на более коротких интервалах поступление неравномерно. На основании проведенных расчетов с целью обеспечения равномерной подачи газа на агрегаты ГПУ на топливный газопровод установили буферную емкость объемом 200 м³.

Другой комплекс проблем связан с частыми перерывами в электроснабжении нефтепромысловых объектов при отказах агрегатов ГПУ или провалах по газу, а также при плановых переводах нагрузки

Дело в том, что первоначально газопоршневая установка была запроектирована и построена для работы в автономном режиме. Для перевода каждого из 7 присоединенных промысловых фидеров на питание от ГПУ необходимо было по каналам АСУТП «Диск-110» сначала отключить фидер от сетевой подстанции, а затем подключить через реклоузер к ГПУ.

При аварийном же отказе любой из машин происходила остановка остальных по превышению нагрузки, что вело к перерыву в электроснабжении одновременно всех промысловых фидеров на время перевода нагрузки.

Для решения данной проблемы необходимо было перевести ГПУ на режим параллельной работы с энергосистемой. С целью выполнения требования ОАО «Сетевая

компания» по исключению перетоков мощности в энергосистему было принято решение создать специальную АСУ ТП для регулирования мощности агрегатов в соответствии с выбранным порогом потребления из энергосистемы.

После ввода системы в работу проведенный эксперимент показал, что время восстановления положительного перетока мощности из сети при отключении самого нагруженного фидера составляет 12 секунд.

Определяющим показателем проекта является достижение заданной выработки электроэнергии в пределах установленных эксплуатационных затрат. Поэтому со 2 квартала 2013 года при поддержке Управления энергетики был пересмотрен договор на эксплуатацию ГПУ с переходом на оплату за выработанную электроэнергию по новому алгоритму. Результат не замедлил сказаться и проект из разряда проблемных перешел в разряд успешных.

Экономический эффект от реализации рассмотренных в докладе мероприятий заключается в следующем: исключаются потери нефти, связанные с переводом нагрузки промышленных фидеров – 400 т/год; увеличивается объем выработки электроэнергии за счет стабилизации подачи газа и повышении оперативности эксплуатирующей организации на 310 тыс.кВт.ч./год, снижаются затраты на эксплуатацию на 3,7 млн.руб./год за счет снижения количества внеплановых ремонтов вследствие улучшения качества газа и применения новой системы оплаты.

Суммарные затраты составили 12550 тыс.рублей.

Разработанное ТЭО комплекса мероприятий дало следующие основные результаты: ЧДД 46,2 млн.руб., индекс доходности дисконтированный 4,26; срок окупаемости 2,03г.

Основные выводы:

- Предложенные технические мероприятия показали свою эффективность и могут быть применены на других объектах нашей компании.
- Важнейшим условием успешной реализации проекта является создание механизма мотивации подрядчика на выполнение заданных показателей.
- Только комплексный подход позволяет выявить необходимые резервы и создать условия для успешной реализации проекта.

Организация системы мониторинга энергоэффективности процессов добычи нефти

И.Р. Сафиуллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Производственная деятельность для НГДУ обусловлена необходимостью снижать потребление электроэнергии, не снижая объемов добычи нефти. Соответственно,

ежегодно в НГДУ доводятся жёсткие нормы удельного электропотребления на процессы добычи нефти. Выполнение данной задачи не возможно без точного инструмента, который позволяет производить мониторинг каждого процесса по всей цепочки добычи нефти.

Дисбаланс замеров по группе учёта в 10% может привести к необходимости остановки либо запуска скважин вне установленного режима, и как следствие к неминуемым потерям в добычи нефти.

Для решения задач мониторинга энергоэффективности процессов добычи нефти разрабатывалась система автоматизированного контроля. При этом были поставлены следующие цели:

1. Повышение энергоэффективности процессов нефтедобычи, закачки воды в систему поддержания пластового давления и подготовки нефти в НГДУ.
2. Увеличение оперативности в принятии решений технологическими службами цехов (отделов).
3. Повышение точности планирования энергопотребления по основным технологическим процессам.

При этом решались следующие задачи:

1. Оперативного анализа баланса электроэнергии.
2. Непрерывного мониторинга удельных затрат электроэнергии по элементам и объектам технологического процесса.
3. Прогнозирования потребления электроэнергии.
4. Планирования потребления электроэнергии с учетом режимов нефтедобычи, закачки воды в системе ППД и подготовки нефти.

Дополнен технический учет НГДУ.

Система предназначалась для использования специалистами технологических служб и цехов НГДУ. Был определён функционал всех необходимых подсистем программы.

В результате сбора данных замера объёмов добычи жидкости, расхода электроэнергии в единой информационной системе получена возможность проведения ежедневного контроля удельных показателей начиная с уровня ЦДНГ до уровня каждой скважины.

При этом возможно проведение оценки успешности выполнения в цехах геолого-технологических мероприятий. А именно, как изменился удельный показатель на скважине после проведения, например промывки насоса или трубопровода, а также, насколько повлияла смена способа эксплуатации.

Организованная система позволяет проводить оперативный контроль процесса работы оборудования КНС.

В связи с тем, что в НГДУ проводится программа оптимизации насосного парка объектов перекачки нефти, то важными показателями являются оперативные данные расхода электроэнергии и объёмов перекачки жидкости на ДНС, ГЗНУ.

Эффектообразующими показателями разработанной системы являются:

1. Снижение недоборов нефти из-за скрытых простоев при падении потребления электроэнергии ниже расчетного (планового).
2. Снижение перепада давлений на насосных агрегатах системы ППД.
3. Снижение рециркуляции жидкости в системе подготовки нефти.
4. Выявление наиболее проблемных объектов по энергопотреблению и разработка оперативных мероприятий по ним для увеличения КПД при плановых и аварийных работах.

Экономический эффект проекта значительный и в данный момент уточняется.

Направления использования программного продукта постоянно расширяются. Дополнительно производится мониторинг дисбалансов службами не только НГДУ, но и сервисных компаний. Это позволяет на уровне организаций, предоставляющих сервисы по обслуживанию и эксплуатации оборудования, выявлять на раннем этапе отклонения от режимов работы оборудования и, соответственно, инициировать корректирующие воздействия.

Снижение времени поиска места повреждения ВЛ-6(10) кВ путем внедрения инновационных устройств и приборов

И.Р. Кирамов, В.В. Горбунов (ООО «Таграс-ЭнергоСервис»), М.Р. Гибадуллин (НГДУ «Елховнефть»)

В настоящее время суммарная протяжённость проводов воздушных линий ПАО "Татнефть" весьма внушительна, и составляет порядка 16 тысяч км. От бесперебойной работы ЛЭП зависит надёжность всей электроэнергетической системы. Наибольшее количество отказов, как правило, возникает на линиях 6(10) кВ, а также наибольшее время затрачивается на устранение данных отказов.

Выход линии из работы всегда сопровождается перерывом в электроснабжении или снижением надёжности и качества электроснабжения. Определение места повреждения – является актуальной и серьёзной проблемой в разветвленных, распределительных сетях 6(10) кВ нефтегазодобывающих предприятий «Татнефть». К тому же место повреждения

иногда плохо различимо даже с близкого расстояния – случается, что на гирлянде изоляторов после перекрытия не остается значительных следов обгорания.

На сегодняшний день многие исследовательские центры предлагают всевозможные пути решения для определения места возникновения аварий.

Рассмотрим следующие варианты решения: Функциональный контроллер ПТК «Защита-3» Механотроника и система ИКЗ-3 НПП «Антракс».

Дистанционные методы требуют минимального времени для определения места повреждения. Эффективно внедренных решений, по определению места повреждения в линиях напряжений 6–35 кВ при большой протяженности и разветвленности сетей, практически нет. Для определения места повреждения при двух- и трехфазных КЗ в сетях ПАО "Татнефть" используется метод одностороннего определения места повреждения по параметрам аварийного режима, что обусловлено преимущественно односторонним питанием.

Для определения эффективности применения данной системы были проведен комплекс лабораторных и натурных испытаний на подстанции №36 нефтегазодобывающего управления. Натурные испытания показали, что точность ОМП КЗ в случае близких КЗ достигает 1%, в других случаях не хуже 10-15%, или до 200-500 метров.

Для повышения точности определения места повреждения и ускорению процесса определения аварийной ситуации в разветвленных сетях совместно с блоком ФК планируется устанавливать индикаторы ИКЗ-3

Данное устройство на сегодняшний день успешно прошло испытание на линиях 6 кВ 2-х нефтегазодобывающих управлений. Данные с каждого индикатора ИКЗ-3 передаются на блок БСПИ-3МР, оборудованный GSM/GPRS модемом и радиомодулем ближней связи. В ИКЗ-3 установлен светодиод, который при фиксации факта аварии начинает моргать ярким светом и также через блок по GSM модему может в онлайн-режиме передавать информацию о повреждении. При возникновении аварийной ситуации все ИКЗ, установленные на протяжении ВЛ от питающей ПС до аварийного участка, начнут индцировать аварию.

Объединение возможностей вышеперечисленных решений позволит улучшить эффект от применения данных устройств и устранить недостатки. Комплекс данных систем, позволит точно и быстро указать место повреждения.

Экономический эффект достигается за счет снижения эксплуатационных затрат на поиск и устранение аварий, а также дистанционного квитирования сигналов и изменения уставок.

Данная система позволит: снизить время ликвидации аварий, сократить аварийные недоборы нефти, повысить безопасность работы оперативно-ремонтного персонала, повысить надежность системы электроснабжения ПАО "Татнефть", снизить эксплуатационные расходы.

Материальный и энергетический баланс потоков на мини-ТЭЦ

И.Р. Сафиуллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Увеличение энергоэффективности производства в НГДУ и ПАО "Татнефть" является одной из приоритетных задач.

Но при опережающем росте тарифов на энергоносители даже такая динамика снижения удельных расходов не позволит сдерживать рост себестоимости добычи нефти.

В НГДУ проведена большая реконструкция системы теплоснабжения.

Без использования нового подхода в структуре потребления энергоресурсов будет очень дорого реализовывать энергосберегающие мероприятия.

Традиционный способ теплоснабжения предприятий заключается в установки источника тепловой энергии в виде котельной, с довольно высоким КПД (85-90%). Электроснабжение данного потребителя тепловой энергии будет обеспечено от электростанции, суммарный КПД которой также мог быть высоким, но полученная тепловая энергия при выработки электроэнергии не может быть использована в полном объеме, так как электроэнергия отпускается на дальние расстояния по многим потребителям, а тепловая энергия в виду удаленности потребителей не может быть полностью использована. В результате потери при раздельном производстве тепло- и электроэнергии достигают 65% и КПД процесса снижается.

Поэтому, эффективным решением, которое позволит получить высокое значение КПД у потребителя, является переход от раздельного производства тепло- и электроэнергии на комбинированное. Установки для комбинированного производства тепло- и электроэнергии называются когенерационными.

Сравнение схем производства тепловой и электроэнергии позволяет увидеть, что когенерация у потребителя позволяет в первую очередь исключить потери тепловой энергии в окружающую среду. Поэтому, экономия топлива в когенераторных установках достигает 40% при одном и том же объеме полезного использования тепло- и электроэнергии.

Мини-ТЭЦ является основным элементом в процессе комбинированного производства тепло- и электроэнергии. В ПАО "Татнефть" с 2013 года было построено четыре таких мини-ТЭЦ при районных котельных города Альметьевска.

Оборудование мини-ТЭЦ располагается в блочном здании. Основным механизмом комбинированной выработки тепло- и электроэнергии является газопоршневая установка на базе двигателя MWM TCG 2020V20, которая обеспечивает работу электрогенератора. Объем выработки электроэнергии составляет 45% и посредством установленных распределительных устройств обеспечивается передача в сеть выработанной электроэнергии. При работе газопоршневой машины выделяется тепловая энергия с уходящими газами до 20% и от охлаждения двигателя также до 20%, которая используется для нагрева сетевой теплофикационной воды в утилизаторах. Работа всех систем контролируется через автоматизированную систему управления технологическим процессом мини-ТЭЦ.

Стоимость всего проекта составила – 1,3 млрд. рублей. Количество установок для мини-ТЭЦ – 12 с суммарной мощностью - 46,6 МВт. При этом 24 МВт - электрическая мощность и 22,6 МВт - тепловая. Расчётная стоимость 1 МВт мощности - 27,3 млн. руб., что соответствует показателю современных энергетических проектов.

Проектный объем реализации электроэнергии составляет 140 млн. кВтч или 233,5 млн. рублей в год по тарифу 1,67 руб./кВтч. Дополнительно, снижаются затраты на закупку электроэнергии на собственные нужды 28 млн. кВтч в год. Так как покупка электроэнергии со стороны до появления мини-ТЭЦ осуществлялась на 2 рубля 52 копейки дороже, то величина снижения затрат составляет 71 млн. рублей.

Объем выработки тепловой энергии составляет 152 870 Гкал в год. При тарифе на тепловую энергию 1 526 руб./Гкал выручка составит не менее 233 млн. рублей.

Таким образом, суммарный источник эффективности - 537,9 млн. руб.

Мониторинг баланса топливно-энергетических потоков работы запущенных мини-ТЭЦ показывает, соответствие заявленным проектным показателям соотношения расхода топлива и выработки тепло- и электроэнергии.

Реализация проекта позволяет:

1. Снизить затраты котельных на закупку электроэнергии;
2. Повысить надежность энергоснабжения котельных;
3. Расширить бизнес ПАО "Татнефть" за счет выхода на розничный рынок электроэнергии;
4. Переключить часть существующих нагрузок на более эффективные котельные комплексы;

5. Расширить опыт использования высокоэффективного когенерационного оборудования в ПАО "Татнефть".

Перспектива применения твердотопливных котлов в НГДУ

И.Р. Сафиуллин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Результативная работа специалистов всех технологических служб в соответствии с программой ресурсосбережения в НГДУ позволяет сдерживать рост удельного расхода электроэнергии на добычу нефти.

Но при опережающем росте тарифов на энергоносители даже такая динамика снижения удельных расходов не позволит сдерживать рост себестоимости добычи нефти.

В НГДУ потребление электроэнергии на основные процессы добычи нефти составляет более 1 миллиарда рублей в год. С 2007 года оплата электроэнергии в НГДУ проводится по двухставочному тарифу.

Учитывая тот факт, что для ежегодного сдерживания роста тарифов в НГДУ доводится задание на снижение потребления электроэнергии на 5 млн. рублей, то очевидно, что бесконтрольное потребление мощности откинёт нас в достижении этой цели на десятилетие назад.

Поэтому в целях оптимизации платы НГДУ за электроэнергию при расчетах по двухставочному тарифу организуется режим работы технологических установок с максимально возможным переносом циклов их работы в суточные зоны с минимальными тарифами и в часы отсутствия контроля за оплачиваемой величиной мощности.

Но периодический режим добычи влияет на геологическую составляющую процесса и может привести к потерям нефти. Поэтому, величина переноса мощности сильно ограничена. В связи с этим, необходимо рассматривать возможность снижения энергоемкости производства. То есть, использовать альтернативные источники энергоснабжения. Так в ПАО "Татнефть" рассматривается вопрос применения твердотопливных котлов. В НГДУ отопительная нагрузка электрическими котлами составляет до 10% всей производственной мощности. Поэтому были рассмотрены возможности оптимизации энергозатрат НГДУ при замене электродкотлов на твердотопливные.

В качестве топлива должны быть использованы пеллеты, которые на сегодняшний день являются альтернативным видом топлива, применяемым чаще всего для обогрева зданий и помещений. Для изготовления этих гранул используют древесные опилки, солому, шелуху семечек подсолнечника, полову и другие органические отходы. Пеллеты

являются более дешевыми, в сравнении с дизельным топливом и дровами, и при этом более экологичным видом топлива.

Отопление электрическими котлами в НГДУ преимущественно организовано в зданиях ДНС и ГЗНУ. На данных взрывопожароопасных объектах опасно применять в качестве топлива природный газ по объективным причинам.

Отопительное оборудование, функционирующее на пеллетах, надежное и экологичное. Загрузка в него топлива производится реже, нежели в другие установки, работающие на твердых видах топлива.

В течение месяца работы в среднем необходимо будет израсходовать от 360 до 1 440 килограмм древесных гранул. При этом в здании ДНС имеется складское помещение для хранения инструментов, в котором предусмотрено размещение запаса пеллетных гранул. Также на ДНС имеющиеся электродкотлы могут быть использованы в качестве резервного источника теплоснабжения или для компенсации пиковых отопительных нагрузок, которые возникают в зимнее время в ночные часы. Потребление электроэнергии в неконтрольные часы позволит снизить плату за мощность НГДУ. Величина в 10 кВт снижение мощности сэкономит для НГДУ до 7,5 тыс. рублей в месяц, что соизмеримо со стоимостью использования топлива.

Таким образом, поэтапный перевод на твердотопливные котлы отопительной нагрузки в НГДУ позволит снизить энергоёмкость НГДУ на 112 кВт. Расчётная эффективность проекта составит 210 тыс. рублей в год.

Дополнительно изучается возможность применения пеллетных горелок на котлах буровых установок. Электрическая мощность одного только такого парогенератора составляет 100 кВт. Поэтому перспектива применения твердотопливных котлов в НГДУ будет значительно расширяться в долгосрочной перспективе.

Реализация проекта позволяет:

1. Снизить затраты НГДУ в оплате за электрическую мощность;
2. Повысить надежность теплоснабжения объектов;
3. Расширить опыт использования высокоэффективного твердотопливного оборудования в ПАО "Татнефть".

Применение выхлопных газов от ДВС для получения тепловой энергии

И.Н. Филиппов, Е.С. Мельникова (ООО «УК «Татбурнефть»)

Компания ООО «УК «Татбурнефть» - одна из крупнейших буровых компаний Республики Татарстан, специализирующаяся на разведке и разработке нефтяных

месторождений. ООО «УК «Татбурнефть» проводит работы не только в Татарстане, но и за его пределами, в Самарской, Оренбургской, Пермской и Томской областях, в том числе в неэлектрофицированных районах.

В неэлектрофицированных районах для строительства скважин используются буровые установки с дизельными электроприводами. Для выполнения работ в полевых условиях, при отрицательных и низких температурах, необходимо обеспечить подачу пара в узлы и агрегаты, эксплуатация которых невозможна при отрицательных температурах, и приводит к отказу оборудования или невозможности дальнейшего проведения работ. Обеспечение тепловой энергией для технологических нужд вышечного и насосного блоков, емкостных систем производится передвижными котельными ПКН-2М производительностью 1 т/ч и давлением до 6 атм.

Однако, паровые системы теплоснабжения буровых имеют следующие недостатки:

- 1) большие трудозатраты, связанные с обслуживанием паровых котлов (постоянное присутствие персонала);
- 2) отсутствие возможности автоматизации регулирования подачи теплоносителя к потребителю, т.к. паровые системы отопления подразумевают непрерывный процесс работы;
- 3) большие материальные затраты на котельно-печное топливо и его доставку;
- 4) большие трудозатраты, связанные с монтажом /демонтажем бурового оборудования в отопительный период и его доставку;
- 5) регистрация в органах Ростехнадзора;
- 6) трудности, связанные со своевременным оформлением разрешения на перевозку крупногабаритных грузов.

Дизельные двигатели агрегатов большой мощности и при работе, выделяют достаточное количество тепловой энергии, которое выбрасывается в атмосферу через выхлопную трубу. Данный вид энергии нашел свое применение в переносном парогенераторном модуле ППМ.

ППМ предназначен для получения пара или горячей воды в полевых условиях, используя тепло от выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания в условиях холодного и умеренного макроклиматических районов. ППМ представляет собой модуль контейнерного исполнения, подключаемый к выхлопному коллектору двигателя внутреннего сгорания и к внешней ёмкости с водой. Таким образом, энергия выхлопных газов, проходящая через ППМ, позволяет нагреть воду до перехода её в парогазовое состояние и подавать пар под давлением. Полученный пар можно использовать при проведении операций по обогреву, мойке и других вспомогательных работ, а также

установка может быть использована для отопления различных устройств, где по соображениям взрыво- и пожаробезопасности недопустимо использование открытого пламени.

Установка работает в автоматическом режиме и не требует постоянного присутствия оператора.

Экономический эффект достигается путем сокращения эксплуатационных затрат, затрат на монтаж/демонтаж оборудования, транспортных затрат, принимая, что за отопительный период пробуривается в среднем 5 скважин, и составляет около 6 млн. руб.

Преимущества ППМ 500/0,07...5 У1:

1. Использование **выхлопных** газов двигателя **внутреннего** сгорания для получения пара;
2. Автоматическое **управление**, не требующее **присутствие** оператора;
3. Малые габаритные размеры и вес;
4. Возможность **установки** нескольких ППМ **параллельно**;
5. Высокая окупаемость;
6. Отсутствие **аналогов** в России и мире.

Оптимизация удельного расхода электроэнергии в системе ППД

А.А. Бичурин (НГДУ «Ямашнефть»)

Объекты НГДУ «Ямашнефть» имеют территориальную особенность, вызванную разбросанностью на 120 км. Участки бурения на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» также удаляются, в связи с чем на 25 % скважин растет рабочее давление в системе нефтесбора, увеличивается обводненность продукции (2012 г. - 42 %, план на 2013 - 42,1 %), при этом необходимо учесть, что ввод объекта по отдельному сбору сверхвязкой нефти для льготирования НДС на Архангельском месторождении, предполагает увеличение расхода электроэнергии на перекачку добываемой продукции на узлах учета на 192 тыс. кВт.ч в год., что ведет к росту удельных норм расхода электроэнергии. На сегодняшний день, удельный расход электроэнергии на закачку 1м³ составляет 6,5 кВт/ч. По ПАО "Татнефть" - 6,8 кВт/ч.

Для закачки воды в пласт в целях ППД эксплуатируется 17 кустовых насосных станций (КНС), из которых:

- 14 КНС шурфного исполнения и закачка пресной воды осуществляется с использованием погружных насосных установок типа УЭЦН;
- 3 КНС оборудованы высоконапорными насосными агрегатами ЦНС.

Кроме того, для установки предварительного сброса воды на кусту скважин используются насосы объемного действия.

Потребление электроэнергии на закачку воды распределяется следующим образом: 51 % на погружные установки УЭЦН, 47% приходится на ЦНС, 2% – насосы объемного действия. В соответствии с годовыми нормами, изменение суточного объема закачки возможно до 20 %.

Для выполнения производственных показателей повышения, производительности труда и оптимизации затрат по линии ППД в НГДУ ежегодно реализуются целый ряд энергосберегающих мероприятий:

- внедрение низконапорной системы - организация сепарации воды на кусту скважин ГЗУ-50 с дальнейшей закачкой объемными насосными установками УВНЗ/120, УНОР25х1200 и с применением штангового насоса на скв. №7480. Экономическая эффективность составляет 676,5 тыс.руб., которая достигается за счет снижения удельного расхода электроэнергии на объектах ЦППД – КНС-4, КНС-8С в результате оптимизации схемы транспортировки воды;

- внедрение конденсаторных батарей типа КРМ в СУ УЭПН. Экономическая эффективность составляет 48 тыс.руб., которая достигается за счет снижения реактивной мощности;

- внедрение ЧРЭП на шурфных КНС оборудованных УЭЦН. В рамках проекта были выполнены работы по установке 9-ти ЧРЭП на шурфных КНС. Данное решение позволило:

- обеспечить необходимые условия по режимам закачки на КНС;
- обеспечить эксплуатацию насосных установок в оптимальных режимах;
- снизить удельное потребление электроэнергии на закачку воды в системе ППД с использованием УЭЦН. Стоимость ЧРЭП оставила 4489 тыс. руб., СМР и вспомогательное оборудование 508,46 тыс. руб. Экономическая эффективность достигается за счет сокращения потребления электроэнергии по шурфным КНС на 481,6 тыс. кВт*час /год;

- дистанционное управление насосными агрегатами шурфовых КНС. Эффект в размере 102 тыс. руб. достигается за повышения оперативности управления насосными агрегатами и сокращения транспортных затрат. Кроме того, дистанционное управление насосными агрегатами позволило с минимальными затратами включить в график регулировочных мероприятий КНС-3, КНС-28, закачивающих пресную воду.;

- работа сточных КНС по регулировочным мероприятиям, эффект в размере 6 млн. 300 тыс. руб. достигается за счет снижения оплаты за мощность.

– оптимизация насосных агрегатов системы ППД – снижение напорных характеристик насосов с заменой электродвигателей меньшей мощности на КНС-135, КНС-8, КНС-1417 (экономическая эффективность составляет 346 тыс.руб. за 1 год). Для повышения эффективности работы объекта и снижения эксплуатационных затрат в июне 2014 г. была произведена оптимизация насосного агрегата №3 - снижением напорных характеристик с 1400 до 1000 м., что позволило снизить показатель удельного расхода электроэнергии по КНС с $6,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$ до $5,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. Экономический эффект с момента внедрения составляет 146 тыс. руб. Закачка основного объёма попутно-добываемой воды Архангельского месторождения производится на КНС-8с. Для выполнения условий разработки Архангельского месторождения, в части обеспечения необходимых давлений закачки применяются насосные агрегаты ЦНС-63-1200. Удельное потребление электроэнергии на закачку воды по КНС-8с составляет $7,76 \text{ кВт}\cdot\text{час}/\text{м}^3$, что выше среднего значения по НГДУ «Ямашнефть» ($6,2 \text{ кВт}\cdot\text{час}/\text{м}^3$) на 20%. Оптимизация напорных характеристик насосных агрегатов осложнена наличием диктующих скважин, давления закачки которых значительно выше среднего значения по КНС-8с. Благодаря совместной работе с отделом ППД данные скважины были локализованы и переведены на закачки одним агрегатом ЦНС-63-1200. Вторая насосная установка была заменена на установку ЦНС-63-1000. В результате, удельный расход электроэнергии на данном КНС снизился до значения $6,9 \text{ кВт}\cdot\text{час}/\text{м}^3$

Благодаря проведению вышеуказанных энергосберегающих мероприятий, показатель удельного расхода электроэнергии на закачку 1 м^3 имеет устойчивую динамику снижения. При суммарных капитальных вложениях в размере 12089 тыс. рублей, срок окупаемости составляет 1,5 года.

Дистанционная локализация места повреждения при КЗ в сетях ПАО «Татнефть»

М.Т. Валиахметов (НГДУ «Альметьевнефть»), И.Н. Хазиев, Ф.Ф. Билалов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В настоящее время суммарная протяжённость проводов воздушных линий ПАО "Татнефть" весьма внушителен, и составляет порядка 16 тысяч км. ЛЭП – являются наиболее часто повреждаемым элементом сети, от ее бесперебойной работы зависит надёжность электроэнергетической системы.

Выход линии из работы всегда сопровождается перерывом в электроснабжении или снижением надёжности и качества электроснабжения. Определение места повреждения –

является актуальной и серьезной проблемой в разветвленных, протяженных распределительных сетях нефтегазодобывающих предприятий ПАО "Татнефть".

Одной из важнейших задач линейных ремонтных служб – быстрейший поиск повреждения и организация ремонтно-восстановительных работ. Обычно поиск повреждения совершается путем обходов или объездов, на что тратится значительное время. К тому же место повреждения иногда плохо различимо даже с близкого расстояния – случается, что на гирлянде изоляторов после перекрытия не остается значительных следов обгорания.

Целью работы является снижение эксплуатационных расходов ПАО "Татнефть" за счет уменьшения времени определения точного положения двухфазного или трехфазного короткого замыкания в линиях 35 и 6 (10) кВ.

Дистанционные методы требуют минимального времени для определения места повреждения. Эффективных внедренных решений по определению места повреждения в линиях напряжений 6–35 кВ при большой протяженности и разветвленности сетей известно мало. Для определения места повреждения при двух- и трехфазных КЗ в разветвленных сетях ПАО "Татнефть" используется метод одностороннего определения места повреждения по параметрам аварийного режима, что обусловлено преимущественно односторонним питанием.

Для реализации метода достаточно оборудования, на ПС 35 кВ ПАО «Татнефть»: терминалы БМРЗ на отходящих линиях и функциональный контроллер ПТК «Защита-3».

При определении места повреждения по параметрам аварийного режима используют зависимость токов и напряжений аварийного режима от расстояния до места повреждения. Данные с терминалов РЗА секции шин в виде осциллограмм междуфазного КЗ собираются функциональным контроллером программно-технического комплекса «Защита-3». Затем вычисляются параметры токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Для определения эффективности применения данной системы были проведены комплекс лабораторных и натурных испытаний на подстанции №36 НГДУ «Альметьевнефть».

Натурные испытания показали, что точность ОМП при КЗ в случае близких КЗ достигает 1%, в других случаях не хуже 10-15%, или до сотен метров. Для уменьшения погрешности следует: указывать максимально точно длину участков, например, на основании результатов измерений расстояний между опорами; уточнять исходные данные для расчетов погонных реактивных сопротивлений проводов на каждом участке линии.

Таким образом, программный модуль «ОМП», функционирующий в составе комплекса из терминалов БМРЗ на отходящих линиях и функционального контроллера ПТК «Защита-3», обеспечивает возможность определять места двух- и трехфазных замыканий без использования дополнительного оборудования. Результатом расчета для многоконцевой линии является несколько возможных вариантов, соответствующих измеренному сопротивлению петли КЗ.

Кроме того на данный момент именно блок ФК рассматривается как вариант замены системы «ТМ ДИСК-110», которая «ТМ ДИСК-110» устанавливалась больше десяти лет назад и срок ее службы подходит к концу. Обновив аппаратную составляющую данной системы, мы не получим желаемого эффекта, так как данное оборудование морально и физически устарело.

Экономический эффект достигается за счет снижения недоборов нефти и эксплуатационных затрат на обслуживание при замене системы «ТМ ДИСК-110» на ФК с ПТК «Защита-3». Предлагается оборудовать функциональными контроллерами все подстанции (оставшиеся 285) ПАО "Татнефть", ЧДД при этом составит 41 млн.руб. при сроке окупаемости 6,5 лет.

Применение данной системы позволит: снизить время ликвидации аварий, сократить аварийные недоборы нефти, повысить безопасность работы оперативно-ремонтного персонала ЭЭЦ, повысить надежность системы электроснабжения ПАО "Татнефть", дистанционно квитировать сигналы и изменять уставки, снизить эксплуатационные расходы.

Снижение удельного расхода электроэнергии на добычу нефти НГДУ «Бавлынефть» за счёт внедрения пеллетных котлов

А.М. Бикулова (НГДУ «Бавлынефть»)

Как известно, удельный расход электроэнергии на добычу нефти определяется с учетом расходов электроэнергии на механизированную добычу нефти, закачку воды в пласт, подготовку нефти и общепромысловые нужды. К последним относится расход электроэнергии на внутреннюю и внешнюю перекачку нефти, собственные нужды ППН и ППД, расход на содержание зданий цехов производства и сооружений хранения НГДУ.

Сегодня руководством компании ПАО "Татнефть" уделяется повышенное внимание к мероприятиям, направленным на снижение общепромысловых расходов электроэнергии, поскольку в данном направлении имеется значительный резерв ее экономии.

Для снижения общепромысловых расходов электроэнергии в НГДУ «Бавлынефть» было предложено внедрение пеллетных котлов в зданиях с электрическим отоплением.

Пеллетный котел является твердотопливным котлом с автоматической подачей топлива и принудительной подачей воздуха. В качестве топлива в данном котле используются древесные топливные гранулы (пеллеты), спрессованные из остатков от деревообрабатывающей промышленности.

Преимуществами пеллетных котлов является:

- эффективность более 90%;
- экономичность в потреблении топлива;
- экологическая чистота;
- простота и удобство в обслуживании;
- автоматическая работа и возможность программирования.

В 2014 г. в НГДУ «Бавлынефть» реализован проект по внедрению пеллетного котла мощностью 100 кВт для обогрева административно-бытового корпуса и бригадного дома ЦДНГ-2.

Обогрев административного здания и бригадного дома ЦДНГ-2 общей площадью 431,8 м² до внедрения пеллетного котла осуществлялся с помощью двух индукционных электрических котлов мощностью 50 кВт каждый с круглосуточным режимом работы. Ежегодные затраты на электропотребление для обогрева зданий составляли более 430 тыс. руб. в год.

Суммарные затраты на реализацию данного проекта составили около 700,0 тыс. руб. Согласно технико-экономическому обоснованию, срок окупаемости проекта составил 2,8 года, индекс доходности – 1,65. Снижение затрат на потребление электроэнергии на обогрев административно-бытового корпуса ЦДНГ-2 составила более 430,0 тыс. руб. в год. Реализация данного проекта в НГДУ «Бавлынефть» позволила снизить фактический удельный расход электроэнергии на добычу одной тонны нефти за 2014 г. на 0,1 единицы от планового значения.

Проект по внедрению пеллетных котлов будет продолжен в НГДУ «Бавлынефть» и в 2015 г. Рассматривается возможность внедрения данного типа котла для обогрева административно-бытового корпуса и бригадного дома ЦППД.

Здания административно-бытового корпуса и бригадного дома ЦППД НГДУ «Бавлынефть» имеют две автономные системы отопления, обогрев осуществляется от электродкотлов мощностью 50 и 20 кВт соответственно.

Суммарные затраты на реализацию данного проекта составят около 900,0 тыс. руб. Согласно технико-экономическому обоснованию, срок окупаемости

проекта составит 3,0 года, индекс доходности – 1,81. Снижение затрат на потребление электроэнергии на обогрев административно-бытового корпуса ЦППД составит около 700,0 тыс. руб. в год.

Реализация данного проекта позволит снизить фактический удельный расход электроэнергии на добычу одной тонны нефти за 2015 г. на 0,15 единицы от планового значения.

Таким образом, внедрение пеллетных котлов позволяет снизить удельный расход электроэнергии на добычу нефти.

Оптимизация электрооборудования систем электроснабжения с целью сокращения эксплуатационных затрат

М.Р. Гибадуллин, Д.С. Титов (НГДУ «Елховнефть»)

Трансформаторная подстанция – это электрическая установка, назначение которой – преобразовывать (или понижать, или повышать) напряжение в электросети и распределять энергию.

Подстанции классифицируются по назначению их в электрической сети энергосистемы: по мощности установленных трансформаторов и высшему напряжению, а также по количеству распределительных устройств более низких напряжений, по главным схемам электрических соединений, по схеме подключения ПС к электрической сети и конструктивному исполнению.

По схеме подключения к электрической сети ПС делятся: на тупиковые, питающиеся по одной или двум линиям от одного источника питания. Проходные ПС - с входом и выходом линии, питающей ПС.

Защита подстанций 35 кВ построена по схеме «Разъединитель 35кВ - Выключатель 35кВ - Разъединитель 35кВ».

Проанализировав возможные возникновения КЗ на участках ВЛ-35 кВ как на тупиковых так и на проходных ПС выявилась возможность частичной замены блоков «Разъединитель 35кВ - Выключатель 35кВ - Разъединитель 35кВ» на Разъединитель 35 кВ марки РГП (разъединители горизонтально-поворотные с полимерной изоляцией) которая не повлияет на надежность системы электроснабжения.

Подводя итог вышеизложенному, реализация данного проекта позволит:

- Оптимизировать электрооборудование ПС без снижения надежности электроснабжения объектов;
- Снизить затраты на эксплуатацию оборудования

– Исключить необходимость приобретения дополнительного оборудования на реконструкцию

– Увеличить процент внедренных вакуумных выключателей, т.е. продолжение реализации программы по увеличению надежности систем электроснабжения.

Замена зарубежных химических реагентов марки АМ-801 и АМ-807 на химические реагенты отечественного производства

М.В. Морозов, Д.А. Куренов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В настоящее время в связи с не стабильностью на финансовом рынке остро встал вопрос о необходимости замещения импортной продукции на аналогичную отечественного производства.

Как известно, что при эксплуатации котельного оборудования существует необходимость в использовании сложных и порой очень дорогостоящих химических веществ и реагентов для обеспечения оптимальной и безопасной работы котельного оборудования.

Предлагаю рассмотреть применение химических реагентов на примере БМК «Амелин». Данная котельная предназначена для обеспечения пароснабжением пластов на Ашальчинском месторождении СВН. Котельная состоит из 3-х передвижных блоков с 4-мя водотрубными парогенераторными установками с принудительной циркуляцией марки SGVC-350 Канадского производства. Суммарная производительность котельной 20 тонн пара в час.

Хотелось бы по подробнее остановиться на водоподготовке котельной так, как это является важнейшим элементом работы котельного оборудования. Водоподготовка котлов осуществляется путем натрий-катионирования. Установлено 2 блока фильтров по 2 фильтра в каждом блоке. Для улучшения качества котловой воды дозировались химические реагенты АМ- 801 и АМ- 807, которые также произведены в Канаде. АМ-801 реагент служит для поглощения растворенного кислорода. АМ-807 реагент служит как ингибитор образования накипи. Данные реагенты применялись с начала эксплуатации котельной и были определены проектным решением.

Основной проблемой применение данных реагентов является его высокая стоимость и длительные сроки поставки. Поставка реагентов АМ-801 и АМ-807 осуществляется в емкостях объемом 200 литров, что приносило дополнительные трудности в транспортировке и использования его по месту.

Нами была проведена работа с заводом изготовителем ООО НПФ «Траверс» о проведении опытно промышленных апробирований для замены зарубежных реагентов на отечественные. Были привлечены специалисты с завода изготовителя ООО НПФ «Траверс» на котельную для проведения совместных работ по испытанию реагентов. По итогам трех недельных испытаний был получен положительный результат применения разработанных реагентов, что подтвердило при тщательном осмотре внутренних элементов котлоагрегата (змеевика).

В результате опытов были получены новые реагенты производство которых не существует на отечественном рынке (наименование реагента Аминаты КО-2 и КО-3п). Вследствие чего появилась возможность оформить научно-исследовательскую конструкторскую работу в результате которой явится получение патента на полезную модель. В настоящее время специалистами нашей организации ведется работа в данном направлении.

Стоимость реагентов АМ-801 и АМ-807 составляет 585 100 рублей 00 за 1 тонну, а стоимость отечественных реагентов КО-2 КО-3п составляет 483 000 рублей. При этом расход реагентов в год не изменился и составляет 64 тонны. Реагенты Аминат КО2 и КО-3п доставляются в тарах объемом 20 литров. Что является удобным объемом при транспортировке и дозировании в установку.

В результате импортозамещения химических реагентов мы получаем заметную экономию средств в денежном эквиваленте, за первый условный год составит более 5,2 млн.руб., и сокращение времени на поставку химических реагентов.

Необходимо еще сказать, что на сегодняшний день данные реагенты полностью внедрены в технологический процесс подготовки воды. При этом работа котлов и его состояние внутренних элементов не изменилась.

Повышение эффективности процесса пароснабжения буровых установок нефтяных месторождений

Д.Ю. Осипов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»), И.С. Иванов (НИС ПАО "Татнефть")

География проведения работ по бурению скважин включает в себя территории республики Татарстан, Оренбургская область, Самарская область, Пермский край, Саратовская область.

В первый год эксплуатации передвижных котельных установок ПКН-2М нашей организацией были выявлены следующие проблемы:

- высокая себестоимость работ;

- высокий физический износ оборудования;
- высокая арендная плата за котловое и емкостное оборудование;
- неэффективное использование топливно-энергетических ресурсов;
- нерациональное формирование составляющих тарифа на станко-сутки;
- отсутствие индивидуального подхода к потребителям.

Целью данной работы является комплексное решение проблемы по снижению эксплуатационных затрат при теплоснабжении буровых установок, выработку решений предлагается осуществить при помощи:

- анализа эффективности работы персонала обслуживающего ПКН-2М и бригады монтажа-демонтажа передвижной котельной на буровой установке;
- анализа себестоимости станко-суток услуг;
- анализа эффективности использования топлива, путем сравнения таких видов как: нефть, котельно-печное топливо, дизельное топливо (зимнее), мазут;
- анализа рынка оборудования и установок конкурентов для пароснабжения буровых для оказания услуг таким компаниям как West Siberian Resources (Repsol), Salym Petroleum Development N.V., ОАО «Роснефть».
- анализа формирования цены станко-суток в других компаниях ООО «СК-Регион», ООО «Оренбургтехсервис». Выведение гибких тарифов в зависимости от географического положения буровой и пожеланий заказчика.

Для выявления эффективности выполнения работ персоналом проведено внедрение системы видеорегистрации в котельных и работ по монтажу и демонтажу. Внедрена система ТРМ (Всеобщий уход за оборудованием) (англ. Total Productive Maintenance). Данная работа, позволила снизить стоимость демонтажа на 40 %, монтажа на 39 %.

Проведенный анализ себестоимости предоставления станко-суток услуг выявил что, основные расходы это: топливо – 40 %, транспортные расходы – 28 %, прочие услуги (ремонт, услуги связи, материалы, расходы по охране труда) – 9 %, аренда – 4 %.

С целью снижения арендной платы, в 2013 году осуществлена закупка 6 шт. ПКН-2М и емкостного оборудования 12 ед. Приобретение собственных установок ПКН-2М снизило арендную плату с 1 780 тыс. руб. в год до 957 тыс. руб. в год.

Проведенный анализ видов топлива показал, что нефть является наиболее подходящим видом топлива для работы ПКН-2М. Для повышения эффективности использования топлива проведены режимно-наладочные работы. Выполнение данных работ позволило снизить норму расхода нефти в сутки с 1,42 т/сутки до 1,1 т/сутки.

Рассмотрено применяемое оборудование для компаний West Siberian Resources (Repsol), Salym Petroleum Development N.V., ОАО «Роснефть». Данные организации также

используют установки типа ПКН, с разницей лишь в комплектации вспомогательным оборудованием, что подтвердило эффективность использования установок данного типа.

Для повышения лояльности заказчика и снижения себестоимости оказываемых услуг проведен анализ формирования стоимости тарифа в таких организациях как ООО «СК-Регион» г. Нурлат, и ООО «Оренбургтехсервис» оказывающие подобные услуги. Анализ позволил разработать собственную гибкую систему тарифов, что привело к снижению расходов на транспорт, топливо в статье себестоимости за 2012 – 2014 года.

Анализируя проделанную работу можно сделать следующие выводы:

- снижена статья расходов на топливо на 27 % и транспортные расходы на 45 %;
- снижена арендная плата за котловое и емкостное оборудование на 46 %;
- снижена стоимость станко-суток для Оренбургской области с 34875 руб. в 2012 году до 24 482 т руб. на 30 % в 2013 году.
- снижена стоимость станко-суток для остальных регионов с 40 733 руб. в 2012 году до 37 745 руб. на 8 % в 2013 году.
- в общей сложности достигнуто снижение себестоимости на 6 % в сравнении с 2011 годом;
- снижены ежегодные затраты потребителя на 6 %.

Комплексная модернизация системы отопления зданий с целью повышения энергетической эффективности

А.А. Бичурин (НГДУ «Ямашнефть»)

Одним из основных способов снижения эксплуатационных затрат является автоматизация потребления тепловой энергии, т.к. оплата тепла занимает от 50% до 70% в общих затратах на энергетические ресурсы. Достижение экономии возможно путем реализации комплексного подхода к энергосбережению, например, повышением энергетической эффективности системы отопления зданий путем внедрения энергосберегающих технологий.

В рамках рассматриваемой работы предлагается создание на вводе в систему отопления зданий автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), установка балансировочных клапанов на стояках системы отопления и терморегуляторов на радиаторах зданий НГДУ «Ямашнефть» (таблица 1).

Таблица 1.

Объекты НГДУ «Ямашнефть» для внедрения ИТП

№ п/п	Наименование объекта
1	Лечебно-бытовой корпус с/п «ЯН» (9 эт.)
2	Лечебно-бытовой корпус с/п «ЯН» (5 эт.)
3	АБК БПО
4	АУП №1
5	АУП №2

По результатам обследования систем, были выявлены следующие причины неэффективного использования энергоресурсов со стороны системы отопления зданий:

- не отрегулирована система отопления;
- отсутствуют приборы регулирования входных параметров теплоносителя;
- отсутствует возможность индивидуального регулирования отопления помещений.

Для устранения указанных недостатков предлагается установка комплекса оборудования, позволяющего сократить расходы на тепловую энергию.

– Автоматизированный тепловой пункт в подвале на вводе системы отопления выполняет функции регулирования потребления тепла зданием в целом. В состав теплового пункта входит погодозависимая автоматика (контроллер, комплект датчиков температур, регулирующие клапаны), насосное оборудование. Автоматика обеспечивает регулирование температуры теплоносителя на подаче в систему отопления строго в соответствии с потребностями здания в тепле в зависимости от температуры наружного воздуха. Тем самым достигается существенная экономия, особенно в весенне-осенние периоды, когда за счет колебаний температур наружного воздуха в течение суток и недостаточно гибкого центрального регулирования температурных графиков на источниках в большинстве зданий возникает явление «перетопа».

Автоматические балансировочные клапаны поддерживают в каждом стояке постоянный расход теплоносителя и перепад давления в соответствии с настройкой. Это дает возможность равномерно распределить все тепло, поступающее в систему отопления здания, между стояками независимо от их удаленности от ввода.

Термостатические регуляторы на радиаторах в автоматическом режиме регулируют поток теплоносителя через каждый отопительный прибор, поддерживая заданную температуру воздуха в помещении.

Ориентировочная экономия тепловой энергии составит 755,3 Гкал в год. При одноставочном тарифе на тепловую энергию в размере 1600,08 руб./Гкал экономия денежных средств на оплату тепловой энергии составит 1208,5 тыс.руб. с НДС в год.

По оценке, капитальные затраты в 4562,7 тыс.руб. с течением времени окупаются не более чем за 4 года при среднем сроке полезного использования оборудования 15-20 лет.

По результатам оценки эффективности мероприятий проекта повышения энергоэффективности системы отопления комплекса зданий можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1) Общая стоимость мероприятий проекта энергосбережения составляет 4562,7 тыс.руб. с НДС. Из них 3423,6 тыс.руб. капитальных вложений – это стоимость основного энергосберегающего оборудования. Ежегодный эффект от реализации предлагаемых мероприятий может составить 1208,5 тыс.руб. с НДС, а возможная экономия тепловой энергии составит 755,3 Гкал или 36,5%. Срок окупаемости проекта составит 2 года (с учетом роста тарифа)

2) Данные мероприятия можно использовать во всех структурных подразделениях ПАО "Татнефть".

Оптимизация затрат и повышение надежности приводов ШГН при эксплуатации контроллера «Стандарт» УЗЭП

В.С. Богданов (НГДУ «Альметьевнефть»)

НГДУ «Альметьевнефть» одно из первых в ПАО "Татнефть" начало проводить работы по организации автоматизированной системы технического учёта электропотребления добывающих скважин.

Первый опыт эксплуатации электрических счётчиков «Энергомера» на 3-м блоке Березовской площади в станциях управления приводах ШГН показал низкую надёжность приборов учёта, чувствительность к низким температурам, повышенной влажности и изменениям параметров сети.

Для решения вопросов технического учёта электропотребления и защиты электрооборудования в 2011 году было принято решение использовать на скважинах, оборудованных ШГН, контроллеры «Стандарт» УЗЭП.

Основное назначение котроллера – управление приводами СК и ПЦ и обеспечение отключения привода при аварийных событиях.

Помимо этого УЗЭП проводит измерение напряжений и токов, активной, реактивной, полной мощностей, коэффициентов мощности, расхода электроэнергии нарастающим итогом.

Энергетической службой НГДУ совместно с УК ООО «ТМС групп», ООО «Татинтек» и разработчиками контроллера (ООО «Смарт+») была проведена работа по обеспечению работоспособности контроллера в начальный период внедрения.

Одной из дополнительных функций контроллера является возможность перевода низкопродуктивного фонда скважин в режим «таймер».

Проблема эксплуатации низкопродуктивного фонда остро стоит для любого нефтедобывающего управления. Вывод данных скважин из периодического фонда может быть достигнут за счет смены параметров наземного привода, смены глубинного насосного оборудования при очередном ПРС, либо посредством перевода скважины в работу в режиме «Таймер».

В настоящее время режим «таймер» реализуется при помощи контроллера «Стандарт» УЗЭП.

Настройка контроллера осуществляется бригадами ООО «МехСервис-НПО» по заявке ЦДНГ.

За каждую заявку со стороны ООО «МехСервис-НПО» выставляется КВР, которая оплачивается НГДУ.

На блоке выносной индикации контроллера имеется считыватель. Назначение считывателя – отключение функции охраны при использовании программируемых брелков.

Я предлагаю доработать его функционал так, чтобы с помощью брелка и считывателя автоматически программировать контроллер на режим «таймер».

Разработка стандартного набора брелков с встроенными режимами циклической работы привода ШГН позволит автоматически программировать режима «таймер» контроллера оператором технологической группы при выезде на объект, без привлечения специалистов ООО «МехСервис-НПО». Реализация данной функции позволит производить настройку режима «таймер» без привлечения ООО «МехСервис-НПО».

Второе моё предложение – это реализация задержки времени запуска привода ШГН при включении питающей линии.

В настоящее время при включении ВЛ-6кВ после плановых и аварийных остановок происходит одновременный запуск всех скважин, подключенных к данной линии. Мгновенное включение максимальной нагрузки приводит к посадке напряжения в линии и может привести к отключению электроустановок при срабатывании устройств защиты.

Задержка времени на включение электроустановки позволит исключить посадку напряжения.

Следующее предложение по использованию функционала контроллеров – это контроль за выполнением должностных обязанностей операторами добычи нефти.

В настоящее время выполнение операторами обходов скважин контролируется по GPS-трекерам. Однако данный способ не позволяет определить поднимался оператор на площадку обслуживания для осмотра электрооборудования или нет.

Предлагаю реализовать контроль над выполнением оператором своих функций так же с помощью данных брелков с уникальным номером оператора.

Все предлагаемые мной идеи расширения функциональности контроллера проработаны с разработчиками. Техническая возможность реализации данных идей имеется.

Автоматическая регулировка объемов закачки пара на Ашальчинском месторождении

И.Г. Мухамедов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Разработка Ашальчинского месторождения ведется SAGD методом – методом термогравитационного дренирования, при котором пробуриваются две горизонтально-направленные скважины в одну из которых закачивается пар, а из другой откачивается нагретая нефть.

Откачка нефти производится глубинными насосами, а регулирование объемов подачи теплоносителя производится с помощью запорной арматуры, которая для этого не предназначена. Также к недостаткам действующего метода контроля и регулирования объемов закачки пара относится Инерционность системы «закачка пара – анализ замера – регулировка объёмов закачки» часто приводит к перегреву или недогреву пласта и Влияние человеческого фактора при проведении регулирования объемов закачки.

С целью устранения указанных недостатков, предлагается к внедрению «Система дистанционного управления и контроля над объемами закачки теплоносителя в пласт».

Данная система включает в себя осуществление регулировки закачиваемых объемов с помощью сегментных дисковых клапанов.

Сегментный дисковый клапан состоит из комбинации фиксированного и подвижного сегментных дисков. Это делает возможной высокоточную настройку клапана, Область применения - контроль потока как газов, так и жидкостей.

Принцип функционирования сегментного дискового клапана: сегментный диск закреплен в корпусе перпендикулярно к направлению потока. Второй, подвижный, диск с идентичным количеством сегментов, который приводится во вращение посредством

касательного толкателя, смонтирован сверху неподвижного. Благодаря этому сечение потока можно менять непрерывно. В этих целях может быть достигнут фактически любой расход путем точной настройки.

Другое преимущество данного принципа функционирования вытекает из касательного действия присоединительного стержня диска. Благодаря такому устройству посредством малой приложенной силы создается высокое значение крутящего момента, делая возможным применение энергосберегающих приводов.

Подвижный диск, независимо от приложенного перепада давлений, все время прижат к неподвижному посредством набора пружин. По этой причине клапан может быть установлен в любом положении. Уровень герметичности с потерями менее 0,01% от коэффициента расхода.

Следующий момент – это осуществление контроля и регистрации температур, давлений, клапанов и мониторинг при помощи программного обеспечения DAKSwin.

Это компактная система контроля под управлением компьютера. Она позволяет управлять максимально 120 клапанами, 80 датчиками (4 - 20 тА) и приблизительно 80 входными и выходными сигналами.

При установке программного обеспечения для управления и блока управления в диспетчерской, достигается оперативность при реагировании на температурные изменения нефтяного пласта.

Преимущества управления при использовании программного обеспечения:

- простое обслуживание;
- автокалибровка клапанов;
- программируемый режим выходных;
- позволяет объединять автоматическое и ручное управление;
- управление давление-время-продукт.

В автоматическом режиме система контроля и управления может сама считывать данные, полученные в ходе замеров и автоматически регулировать положение подвижного сегментного диска.

На кустах скважин располагаются подблоки – распределительные коробки, оснащенные электроизмерительным оборудованием одного типа, а также управляющей электроникой для подключения датчиков температуры и давления, и до 5 управляемых клапанов,

Каждый из них смонтирован в непосредственной близости от управляемого компонента в нашем случае это щитовые КИПиА, что обеспечивает небольшие длины кабелей к приводам клапанов и датчикам.

Электроизмерительное оборудование собирает рабочие данные, такие как давления, температуры и положения клапанов с разных компонентов установки и передает эти данные в цифровой форме по кабелю данных на персональный компьютер.

Собранные данные непрерывно регистрируются в удобной для восприятия форме и формируют базис для управления потоками пара при помощи электрически управляемых клапанов.

Внедрение редуционно-охладительных установок на титуле 014 «Комбинированная установка гидрокрекинга»

Д.А. Саримов (ОАО «ТАНЕКО»)

В настоящее время снабжение тепловой энергией в паре Комплекса НП и НХЗ осуществляется от ООО «Нижекамская ТЭЦ», а также за счет собственной выработки пара, производимой на установках Комплекса НП и НХЗ.

Одной из установок, на которой получается пар собственный выработки, является установка получения водорода (тит. 014 секция 3100). При загрузке на 85% установки получения водорода вырабатывается до 160 т/ч пара высокого давления, из которых 80 т/ч используется в технологии, а остальные 80 т/ч пара выдаются в общую сеть паропровода высокого давления Комплекса НП и НХЗ.

С окончанием отопительного сезона потребление пара высокого и среднего давления установками Комплекса снижается и суммарно составляет 100-115 т/ч. Минимальное потребление пара высокого давления от ООО «Нижекамская ТЭЦ», необходимое для безаварийной работы БРОУ 140/45 ата №1 и 2, составляет 50 т/ч.

Учитывая суммарную потребность в паре высокого и среднего давления установок Комплекса НП и НХЗ в летний период в объеме 100-115 т/ч, избыток пара высокого давления составит 15-30 т/ч. Данный избыток с установки конверсии природного газа сбрасывается на свечу через глушитель в атмосферу.

Так же основными потребителями пара среднего давления на секции 4100 «Гидрокрекинг» и 4600 «Производство масел» тит. 014 «Комбинированная установка гидрокрекинга» являются паровые турбины. В связи с удаленностью данных установок от источника распределения тепла (тит. 135 «Теплоцентр»), до них по магистральным паропроводам доходит насыщенный пар с температурой 208-215 °С, что негативно сказывается на работе паровых турбин. Заводом изготовителем установлена рекомендуемая температура 230-240 °С.

Исходя из вышесказанного для исключения сброса избытка пара в атмосферу, вырабатываемого на установке получения водорода, обеспечения необходимых параметров пара среднего давления на установках гидрокрекинга и производства базовых масел предлагается установить в титуле 014 «Комбинированная установка гидрокрекинга» редуционно-охладительные установки (РОУ) между паропроводами высокого и среднего давления и паропроводами среднего и низкого давления.

Ожидаемый экономический эффект составит 27,77 млн. рублей, что достигается за счет снижения расходов на покупку пара низкого давления с ООО «Нижекамская ТЭЦ».

Внедрение РОУ на титуле 014 «Комбинированная установка гидрокрекинга» позволит:

- снизить затраты на теплоснабжение Комплекса НП и НХЗ;
- рационально и эффективно использовать тепловую энергию;
- обеспечить необходимые параметры пара среднего давления;
- обеспечить надежную работу паровых турбин секции 4100 «Гидрокрекинг» и 4600 «Производство масел».

Реконструкция трансформатора типа ТМПН

И.И. Шавалиев, Т.Т. Хуснуллин, И.С. Мухортов (ООО «Таграс-ЭнергоСервис»)

Нефтедобывающая отрасль играет огромную роль в экономике как Республики Татарстан, так и всей России, в связи с чем повышение эффективности нефтедобычи (снижение затрат ресурсов на поддержание функционирования нефтедобывающего комплекса) является актуальной задачей. А значение исследований, направленных на решение задачи оптимизации технологии нефтедобычи, возрастает. Повышение эффективности работы нефтедобывающих предприятий осуществляется за счет организационно-управленческих и технических мероприятий. При этом важное место занимают вопросы совершенствования электротехнических комплексов, используемых в технологической системе нефтедобычи и потребляющих наибольшее количество электроэнергии. К таким комплексам относятся установки механизированной добычи нефти.

Фонд скважин ПАО "Татнефть", дающих продукцию, оборудованных УЭЦН составляет более 3,1 тыс. шт. В структуре прямых издержек на добычу нефти УЭЦН, затраты на электроэнергию составляют 20-30%, поэтому улучшение энергетических характеристик электропогружных установок является важным резервом снижения себестоимости добычи. Одним из перспективных направлений повышения

энергоэффективности УЭЦН является применение асинхронных погружных электродвигателей с повышенным напряжением питания. Этим методом удалось снизить потери в силовых кабелях и уменьшить общее энергопотребление при механизированной добыче нефти, т.к. увеличение напряжения питания ПЭД приводит к пропорциональному снижению рабочего тока.

Для питания данных двигателей требуются трансформаторы с напряжением на выходе 1610 В, которые в настоящее время активно приобретаются взамен имеющихся на объектах ПАО "Татнефть" трансформаторов типа ТМПН с уровнями напряжения 856 В и 1170 В. Таким образом, имеющиеся в наличии трансформаторы типа ТМПН 100/1170 и ТМПН 63/856, оказались не востребованы в связи с малым уровнем выходного напряжения.

Перспективным решением проблемы необоснованно высоких затрат на приобретение новых трансформаторов выглядит доработка существующих моделей типа ТМПН 100/1170 и ТМПН 63/856 до требуемого выходного напряжения 1610 В. Для чего рассчитана возможность доработки данных трансформаторов и проведена следующая опытно-конструкторская работа.

Трансформатор ТМПН 100/1170 разобран в условиях цеха по ремонту трансформаторов, расшихтована активная часть и снята схема с катушек трансформатора. Для перемотки стороны высокого напряжения произведен расчет обмотки.

При повышении напряжения токи уменьшаются, поэтому имеется возможность выбрать меньшее сечение провода. Принята конструкция однослойной цилиндрической обмотки из провода прямоугольного сечения марки АПБ, с сечением 3,6*6 мм. Количество витков катушки НН – 70, ВН – 23, одной ступени регулирования – 12.

Радиальный размер обмотки, внутренний диаметр обмотки наружный диаметр практически не изменились. Путем замены сечения провода мы избежали увеличения объема катушки, что позволило уместить обмотку в существующем корпусе.

При производстве высоковольтного трансформатора нет необходимости изменять схему обмотки трансформатора, достаточно намотать большее число витков провода меньшего диаметра. Трансформатор остается электрически правильным с точки зрения отношения напряжения к числу витков.

На основании полученных расчётных данных трансформатор ТМПН 100/1170 доработан в ТМПН 100/1610 с перемоткой обмотки ВН.

После покраски готовый трансформатор возвращен заказчику для прохождения полевых испытаний. Доработанный трансформатор положительно показал себя в ходе

опытно-промышленной эксплуатации, а также прошел испытания многократными включениями и отключениями в различных режимах работы насоса.

Расчет экономической эффективности реконструкции трансформаторов ТМПН взамен приобретения новых показывает, что экономия на единицу оборудования составляет 36 тыс. руб. или 34,5% от стоимости трансформатора. До конца 2015 года запланирован ремонт около 100 таких трансформаторов, следовательно, экономический эффект составит 3 600 тыс. рублей.

Таким образом, полученная в ходе опытно-конструкторской работы технология ремонта-доработки трансформаторов типа ТМПН, показала свою работоспособность и в дальнейшем позволит снизить затраты на механизированную добычу нефти УЭЦН в масштабе всех НГДУ ПАО "Татнефть".

Снижение эксплуатационных затрат путем теплоизоляционных материалов в труднодоступных местах паропровода на Ашальчинском месторождении добычи СВН

А.А. Самигулова (НГДУ «Нурлатнефть»)

На сегодняшний день при транспортировке пара в паропроводах возникают потери. В основном они сосредоточены на запорной регулирующей арматуре со сложной геометрией. Для устранения данных потерь предлагаю приобрести теплоизоляционный материал для труднодоступных мест паропровода.

С целью снижения эксплуатационных затрат предлагаю гибкие съемно-разъемные теплоизоляционные конструкции многоразового использования - термочехлы. Они позволяют легко и оперативно получить доступ к поверхности различного оборудования. Термочехлы проектируются и изготавливаются для многократного использования, что позволяет экономить время и деньги, повышая эффективность оборудования.

Назначение термочехлов:

- теплоизоляция различных узлов инженерных коммуникаций, требующих регулярного и оперативного доступа для технического обслуживания и ремонта;
- теплоизоляция труднодоступных и сложных по форме узлов инженерных коммуникаций;
- изоляция оборудования с целью защиты людей и/или другого оборудования от высоких температур;
- пассивная огнезащита оборудования;
- минимизация конденсации и/или обледенения холодных трубопроводных систем;

- звукоизоляция/шумоизоляция оборудования с целью снижения уровня производственного шума.

Условия применения термочехлов:

- диапазон температур носителей; эффективно от +1 °С до +1200 °С ;
- диапазон температур окружающей среды = от -60 °С и выше;
- внутри и вне помещения в разных химически агрессивных средах, а также огне- и взрывоопасных условиях.

Термочехлами изолируются:

- трубопроводная арматура, насосы, теплообменники;
- резервуары, контейнеры;
- элементы двигателей, генераторов, турбин;
- промышленные вентиляторы;

Преимущества использования термочехлов:

- снижение энергопотерь до 95%;
- поддержание заданных температурных режимов, как в самой инженерной системе, так и в окружающей среде;
- снижение уровня шума;
- легкость в установке и демонтаже;
- имеет эффект «памяти»: возвращает свою форму после механического надавливания;
- многократное использование;

Конструкция термочехла определяется выбором теплоизоляционных материалов, защитных покрытий, толщиной теплоизоляционного слоя, геометрией и габаритами/размерами изолируемого оборудования, а также требованиями к условиям и удобству эксплуатации.

Организация оперативного управления выработкой пара на месторождении СВН

И.Г. Хуснутдинов, Ф.Ф. Билалов, Д.Ю. Осипов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»),

М.А. Носов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

С 2007 года ПАО «Татнефть» начало активное освоение добычи СВН на Ашальчинском месторождении НГДУ «Нурлатнефть». Проведено ознакомление с опытом добычи нефти в Канаде, где обеспечение паром скважин играет ключевую роль. На сегодняшний день в обслуживании Ашальчинского ТЭЦ находятся 4 котельных: ЦДНГ-4, Амелин, Ашальчи и Северо-Ашальчи.

На данных котельных установлено 16 котлов, более тысячи запорной арматуры, 2,5 тысяч датчиков, 40 км кабельной продукции, мощностью данных котельных можно обеспечить теплоснабжение такого города как Альметьевск.

Если рассматривать в разрезе по годам то если 2013-ом году закачка пара равнялось 0,5 млн. тонн, 2014 – около 800 тыс. тонн, то концу 2015 года планируется увеличение закачки до 2 млн. тонн пара.

Если суммировать мощность существующих и строящихся на данный момент котельных, то получится мощность 650 т. пара час достаточная для обеспечения такого города как Набережные Челны.

Выработкой пара на Ашальчинском месторождении занимаются такие организации как ООО «Тепло-Энергосервис» и ООО «РМНТК-Термические системы», контроль за закачкой будут вести НГДУ «НН», «ЕН», «ЯН». Контроль и управление за добычей СВН организована ПАО «Татнефть».

Для своевременной и качественной организации работ по закачке пара и по работе скважин необходимо установить связь между всеми организациями с пропорциональной долей объемов выполняемых работ и ответственностью.

Рассмотрим схему закачки пара на примере Северо-Ашальчинской котельной. Северо-Ашальчинская котельная мощностью 100 тон обслуживается персоналом ООО «Тепло-Энергосервис». Также на этом участке установлены 4 блочных парогенератора ООО «Термические системы». Вырабатываемый пар распределяется по 6 кустам скважин НГДУ «Нурлатнефть».

Работу необходимо поставить таким образом, что при остановке одного из блоков, остальные котельные должны за минимальное время увеличить выработку пара для компенсации потерь закачки в пласт. И наоборот в случаи остановки одного из кустов скважин необходимо уменьшить выработку пара.

В данный момент ситуация такая, что формирование плана по закачке пара в скважины производит ЦДСВН НГДУ в зависимости от работы скважин.

А план по отпуску пара в сеть формирует ООО «Тепло-ЭС» и ООО «Терм-системы» в зависимости от существующих мощностей котельных. При этом отсутствует взаимосвязь между планом по закачке и планом по выработке пара. Отсутствует оперативное управление работы котельных в зависимости от режима работы скважин. Т.е. скважины останавливаются на ремонт, а выработка пара не прекращается, увеличивается расход ТЭР.

Становится понятно, что для своевременного и оперативного управления выработкой и закачкой пара в скважины необходимо кардинально поменять существующую схему управления.

Предлагается следующая схема оперативного управления и ответственности при производстве и закачке пара в скважины. При этом учитывается переход ПАО «Татнефть» от модели «Операция холдинг», при котором ответственность находилось в исполнительном аппарате, к модели «Стратегический холдинг» ответственность при данной модели распространяется по центрам ответственности.

На основании плана по закачке от НГДУ ООО «Т-ЭС» и ООО «Термич. системы» производят выработку пара и составляют отчет. Далее НГДУ, как первый центр ответственности, формирует сводку и направляет по организациям.

На данный момент доля ответственности НГДУ в выработке пара незначительна, в основном организация работ построена на участии ООО «ТАГРАС-ЭнергоСервис» и Исполнительного аппарата ПАО «Татнефть». Для оперативного управления выработкой пара, учитывая модель «Стратегический холдинг» необходимо распределить ответственность внутри НГДУ. Т.е. за каждый вид ресурса необходимый для работы котельных будет отвечать соответствующий отдел. Так за электроснабжение и снабжение паром ОГЭ, за водоснабжение ОППД и за газоснабжение ОГТ. Мерами воздействия для устойчивой работы будут договора с ООО «Таграс-ЭС», с ООО «УПТЖ для ППД» и ООО «Газпротрансгаз Казань». Контроль же над работой будет организован вторым центром ответственности, т.е. соответствующими отделами ПАО «Татнефть».

Данный центр ответственности подключается в случае возникновения вопросов не решаемых в пределах ответственности первого центра.

В случае планового ремонта скважин ЦДСВН НГДУ информирует ООО «Тепло-ЭС» и ООО «Терм-системы» для уменьшения или увеличения выработки. При возникновении внештатных ситуаций (отказов) ООО «Тепло-ЭС» и ООО «Терм-системы» направляют отчет в НГДУ.

В итоге у нас получается полная цепочка планирования и выработки пара для закачки в скважины с ответственными и контролем за предоставление каждого вида ресурса необходимого для работы котельных.

Устройство размагничивания бурового инструмента

А.Р. Газизуллин (ООО «УК «Татбурнефть»)

Механические напряжения сильно влияют на магнитные свойства бурового инструмента.

В разрезе скважин часто встречаются пласты, находящиеся в сильно напряженном состоянии, что приводит к намагничиванию пород этих пластов, а последние способствуют намагничиванию бурового инструмента.

Буровой инструмент намагничивается как под влиянием магнитного поля Земли и отдельных сильно намагниченных пластов, так и в процессе бурения. В процессе бурения нижний конец бурового инструмента находится в сильно сжатом состоянии, что так же приводит к намагничиванию инструмента.

Намагниченные массы влияют на точность измерения инклинометрических датчиков, поэтому после каждого рейса желательно размагнитить инструмент, входящий в состав колонны буровых труб и находящийся в непосредственной близости от инклинометрических датчиков скважинного прибора.

Размагничивание бурового инструмента осуществляется при спуске или подъеме колонны буровых труб (КБТ) с помощью предлагаемого устройства.

Устройство содержит катушку для пропускания КБТ, ротор для вращения КБТ, систему управления электроприводом буровой лебедки.

На роторе размещен датчик магнитного поля, представляющий собой датчик Холла.

Датчик обеспечивает контроль уровня намагниченности КБТ.

Катушка устанавливается на обсадной колонне на устье скважины для обеспечения максимально возможного расстояния, с целью исключения влияния, генерируемого ей, переменного магнитного поля на измеряемые величины датчиком.

Устройство дополнительно оснащено регулятором тока возбуждения с блоком индикации, таймером, ограничителем скорости спуско-подъема и регулируемым источником питания.

Устройство работает следующим образом.

При попадании намагниченного участка КБТ в зону действия датчика на регулятор тока возбуждения поступает сигнал пропорциональный величине намагниченности, при этом на блоке индикации фиксируется величина намагниченности.

Регулятор тока возбуждения вырабатывает сигнал задания, пропорциональный величине намагниченности, который через таймер без выдержки времени поступает на регулируемый источник питания.

Таймер подает сигнал на вход регулируемого источника питания без выдержки времени, но при снижении сигнала с датчика до порогового значения с его выхода сигнал снимается с выдержкой времени, например 5 секунд. Это необходимо для учета расстояния между катушкой и датчиком, для того чтобы при снижении сигнала с датчика, вся намагниченная зона КБТ успела пройти через катушку.

Регулируемый источник питания подает регулируемый ток возбуждения на катушку выполненную в виде соленоида с сердечником из ферромагнитного материала с намотанной на нем обмоткой из изолированного медного провода, при этом переменное магнитное поле, генерируемое катушкой, размагничивает КБТ.

Устройство позволяет повысить качество размагничивания бурового инструмента за счет увеличения скорости спуско-подъема КБТ на слабо намагниченных участках и наоборот, уменьшить скорость на сильно намагниченных участках.

Таким образом, обеспечивается оптимальная скорость спуско-подъема КБТ, направленная на качественное размагничивание бурового инструмента в зависимости от величины намагниченности.

На данное устройство оформлена заявка на патент.

Техническое перевооружение систем электроснабжения ПС-121и «Кама-Исмагилова»

Р.Н. Исламов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Электроснабжение подстанции №121и «Кама-Исмагилово» осуществляется по одноцепной ВЛ-110 кВ от подстанции (ПС) №30 линии «Узловая-Якеево», принадлежащей Альметьевским электрическим сетям. В свою очередь ПС №121и является транзитной подстанцией для электроснабжения ПС-67 «Якеево» (АЭС). Схема электроснабжения имеет одностороннее питание.

От ПС-121и запитана Кама-Исмагиловская УПВСН, КНС-138с, КНС-138, котельная №4, а также добывающие скважины ЦДНГ №6. Схема электроснабжения установки подготовки нефти и КНС должны обеспечивать надежное питание, так как являются объектами второй категории. Они должны иметь резервный источник питания.

При аварийном отключении электроснабжения ПС-121и произойдут:

- остановка КНС-138 и КНС-138с приведет к нарушению закачки рабочего агента в пласт;

- остановка Кама-Исмагиловского УПВСН нарушат процесс подготовки нефти, при этом возможно остановка всего фонда скважин НГДУ «ЛН» и НГДУ «АН» работающих на КИУПВСН.

Объем подготовки нефти на КИУПВСН составляет до 2000 тонн/сутки.

Для ликвидации аварийного нарушения электроснабжения необходимо выполнить переключения коммутационных аппаратов на ПС-30 «Узловая» и ПС-67 «Якеево», при этом возникает вероятность простоя основных потребителей ПС-121и: КИУПВСН, КНС-138с, КНС-138 и котельной № 4. Время переключений для восстановления достигает 2 часов. При этом потери нефти по КИУПВСН составит 580 т.

Для устранения всех недостатков данной схемы электроснабжения я предлагаю выполнить следующее:

- построить резервную воздушную линию 6 кВ от ПС-28 до ПС-121и, протяженностью 5,61 км.

ПС-28 питается от ПС-22 по линии 35кВ.

На строительство резервной ВЛ-6кВ от ПС-28 до ПС-121и наши затраты составят около 10 млн. 600 тыс. рублей.

При учете возможных потерь нефти от остановки скважин при нарушении электроснабжения 121 ПС срок окупаемости = 5,6 года.

Так как у нас электроснабжение ПС-121и осуществляется по ВН 110 кВ, а ПС-28 имеет электроснабжение по СН-1 35кВ. В результате строительство резервного фидера 121и-28 мы получим возможность обеспечить питание ПС-28 через ПС-121и в итоге получим снижение стоимости потребляемой электроэнергии. Для того чтобы Вам наглядно показать я взял данные по энергопотреблению 2014 года и разница итоговых сумм по двум тарифом составил более 2 млн. рублей в год

В результате выполнения вышеуказанных работ, мы будем иметь резервное электропитание, что обеспечит 2-ю категорию надежности для существующих объектов:

- КНС-138с, КНС-138;
- Кама-Исмагиловская УПВСН;
- Снижение затрат по электроэнергии в связи с переходом на более экономный тариф энергопотребления на ПС-28.

Изготовление деталей с теплоизоляцией по ГОСТ 30732-2006

А.Ю. Волков (УК ООО «ТМС групп»)

Высокие цены на энергоносители выводят энергосберегающие технологии в число самых приоритетных. Предприятия, которые используют современные технологии в области энергосбережения, могут в значительной мере снизить себестоимость выпускаемой продукции, поднять её конкурентоспособность на рынке.

С целью сокращения потерь энергоресурсов при строительстве промышленных трубопроводов, транспортирующих тепловой носитель, а также для технологических трубопроводов, транспортирующих нефть, газ широко применяются теплоизолированные трубы.

ТИТ представляют собой конструкцию типа «сэндвич» состоящую из стальной трубы с нанесённой наружной теплоизоляцией из жесткого пенополиуретана. Теплоизоляция, нанесённая на очищенную стальную поверхность трубы, имеет защитную наружную оболочку.

На нашем предприятии налажен выпуск теплоизолированных труб различной номенклатуры. Однако со стороны предприятия отсутствовала возможность полного комплектования трубопроводов теплоизолированными фасонными изделиями по причине не освоенности технологии и отсутствия оборудования для изготовления фасонных изделий с теплоизоляцией, что в свою очередь приводило к неудовлетворённости заказчика. На долю выпуска линейной трубы приходится 8-15% запросов на изготовление фасонных изделий.

Анализ трубного рынка в части сокращения тепловых потерь трубопроводов позволил отметить, что наиболее востребованным является применение предварительно теплоизолированных труб разных диаметров и их сборных элементов (муфт, фитингов, колен), что дает возможность быстро и прогрессивно проводить монтаж теплотрасс.

Проведя анализ и изучив возможности было принято решение об открытии проекта по организации участка изготовления фасонных изделий.

Предпосылками для реализации проекта стали:

а) Централизованность (изготовление в одном месте, при одних режимах, из одинаковых материалов) изготовления теплоизолированных труб и фасонных изделий к ним (отводы, переходы, тройники, компенсаторы, неподвижные опоры и т.д.) – привлекательность для заказчика и потребителя.

б) Наличие производственных площадей, позволяющих разместить комплекс оборудования по изготовлению указанных изделий.

в)Наличие персонала, а также возможность организации системы производственного обучения.

В рамках данного проекта было разработано техническое задание на закупку оборудования, а также различные варианты расстановки оборудования и выбран наиболее оптимальный.

Проект «Освоение технологии изготовления теплоизолированных фасонных изделий» был реализован в полной мере. Для данного вида продукции была разработана техническая и нормативная документация. Были разработаны схемы рабочих процессов, персонал обучен.

В настоящее время на участке возможно:

- изготовление предизолированных фасонных изделий по ГОСТ 30732-2006;
- изготовление фасонных изделий по требованию заказчика;
- изоляция фасонных изделий комбинированными покрытиями.

Экономический эффект от реализации идеи составил 245 758 рублей в год.

Снижение энергозатрат путем внедрения систем хранения и обеспечения предприятия кислородом и другими сварочными смесями, на примере

Бугульминского механического завода

Н.В. Бикметова (БМЗ ПАО «Татнефть»)

Цель любого машиностроительного предприятия – снижение себестоимости выпускаемой продукции без ущерба качеству товаров, окружающей среде, требованиям промышленной безопасности. Ресурсосбережение – это постоянный процесс улучшений, направленных на снижение энергозатрат на любом предприятии.

Бугульминский механический завод (БМЗ) – завод с полувековой историей, специализирующийся на выпуске продукции для нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической и энергетической промышленности. Завод обеспечивает потребности нефтяной промышленности Татарстана, России и многих стран зарубежья.

Так как основная продукция завода – это различные металлоконструкции, то основной производственный процесс – это сварочные работы. В частности в работе проведен анализ целесообразности ухода от производства кислорода для сварки собственными силами завода к покупному газу. Также в комплексе с этим проанализирована замена углекислоты на готовые сварочные смеси.

В кислородной станции завода эксплуатируются старые компрессорные и

воздухоразделительные машины и агрегаты, использование которых уже не является целесообразным в условиях современности. Основным направлением для снижения энергозатрат является замена устаревшего парка энергоемкого оборудования на более новое, современное, экономичное. Руководством завода была поставлена задача технического перевооружения кислородной станции.

С целью проведения технического перевооружения кислородной станции был выбран вариант, предложенный компанией Эр Ликид. На условиях аренды на БМЗ устанавливается криогенное хранилище, куда по надобности с производственной базы в Елабуге транспортируется газ требуемого количества.

Основные преимущества данного проекта: отсутствие инвестиционных вложений (емкость устанавливается на правах аренды); качественное и своевременное сервисное обслуживание без остановки производства; наличие системы дистанционного телеметрического наблюдения, что обеспечивает неснижаемый уровень сжиженного газа;

И ко всему прочему появляется возможность консервации всей кислородной станции, а это – уход от затрат на тепло и электроэнергию, воду.

Одновременно с этим на проработку был поставлен вопрос о замене углекислоты, также используемой при сварке, на готовые сварочные смеси. Вариант замены – аналогичный с кислородом. На заводе устанавливается уже два резервуара (один для аргона, другой для углекислоты) и дальше все идет по уже знакомой схеме.

Основные преимущества в целом – это более качественные сварочные работы. Это подразумевает сокращение времени на зачистку сварочных швов, снижение расхода абразивных материалов. Как следствие – уменьшение брака, повышение производительности работ и надежности сварочного шва. Несомненным преимуществом также является снижение потребления сварочной проволоки.

Итак, в результате внедрения мероприятий положительным ростом обусловлена прибыль завода, а именно на 3 млн. 346 тыс. рублей. Себестоимость продукции снизилась на 4 млн. 378 тыс. рублей, что также является положительным фактором. Итог – увеличение рентабельности на 0,17%.

А значит можно с уверенностью говорить о целесообразности данных мероприятий.

**Обеспечение высокой надежности схемы электроснабжения мини ГПЗ
Иргизского месторождения ООО «Татнефть-Самара» с оптимизацией затрат**

В.Р. Кашапов, А.А. Бичурин (НГДУ «Ямашнефть»)

Учитывая непрерывный цикл работы завода, а также фактор снижения себестоимости (его) продукции, немаловажным вопросом является надежное и в тоже время экономичное электроснабжение данного объекта, имеющего довольно энергоемкое оборудование (4 компрессора $P_{\text{сум}}=1,4$ МВт).

Согласно проекту, УПП имеет II категорию электроснабжения.

Предлагается основное электроснабжение принять от газопоршневых установок (ГПУ), используя при этом в качестве топлива сухой отбензиненный газ вырабатываемый на УПП (необходимый годовой объем - 3,9 млн. куб. м., объем выработки завода ~16 млн. куб.м. в год (из этого следует, что для нужд ГПУ расходуется 1/4 общего объема выработки отбензиненого газа, остальное сжигается на факел, т.е. есть запас ТЭР при возможном увеличении мощности завода)).

Для выбора газогенераторных установок был произведен анализ и расчет эффективности внедрения газогенераторных установок трех разных типов на примере АГП-315, ГТУ Capstone и Caterpillar, выполненный на основании предварительных данных.

В результате проведенных экономических расчетов, были получены данные, из которых следует, что наиболее приемлемыми для внедрения по эксплуатационным затратам и надежности являются газогенераторные установки Caterpillar.

Для повышения эффективности работы ГПУ предполагается использовать ГПУ с передачей электроэнергии в параллель с электрическими сетями ООО «МРСК Волги» без выдачи мощности в сети. Работа в параллель с сетями позволит нам загрузить установку на полную мощность, что позволит обеспечить более стабильную работу установки, за счет сглаживания пиковых нагрузок на ДВС и генератор, обеспечить непрерывное электроснабжение завода при отказах ГПУ, за счет исключения оперативных переключений.

Система управления полностью обеспечивает автоматическую работу установки G3516 и осуществляет автоматический ввод каждого генератора в параллельную работу на общую шину с сетью.

В качестве резервного источника электроснабжения предлагается использовать существующую ВЛ-10 кВ ф-05 от подстанции «Муратшино» Самарских электрических сетей.

В связи с большой протяженностью ВЛ-10 кВ (20 км) и высокой нагрузки завода(~2МВт), для увеличения пропускной способности ВЛ, институтом "ТатНИПИнефть" были предложены довольно дорогостоящие решения по резервному электроснабжению завода.

Специалистами НГДУ «Ямашнефть» был предложен альтернативный вариант, предусматривающий установку в точке критического падения напряжения пункта автоматического регулирования напряжения.

Таблица №1

Затраты на установку ПАРН в сравнении с предложением "ТатНИПИнефть"

№ п/п	Предложения	Организация	Затраты
11	Замена опор и провода на АС-120 (вариант №1)	Институт "ТатНИПИнефть "	40 млн.р.
в2	Строительство ВЛ-35 кВ и подстанции 35/0,4 кВ (вариант №2)	Институт "ТатНИПИнефть"	115 млн.р.
33	Установка ПАРН	НГДУ «Ямашнефть»	6,5 млн.р.

Применение ПАРН позволяет решить следующие задачи:

- увеличение пропускной способности существующих линий для подключения новых потребителей);
- передача электроэнергии по линиям 6 и 10 кВ на большие расстояния;
- обеспечение качества электроэнергии, в том числе устранение несимметрии напряжений в линиях;

При этом ПАРН выполняет основную функцию: «Автоматического поддержания уровня напряжения в заданных пределах (повышение, понижение) при прямом или обратном направлении потока мощности (реверсивный режим)».

Экономическая эффективность проекта базируется на экономии затрат в результате отказа от дорогостоящего проекта реконструкции ВЛ 10кВ. Затраты на внедрение данной схемы электроснабжения составили 84 млн.руб., индекс доходности – 1,8, срок окупаемости проекта - 3 года.

Принятые выше перечисленные технические решения позволили обеспечить надежное и экономически оптимальную систему электроснабжения УПГ Иргизского месторождения ООО «Татнефть – Самара».

Использование энергоэффективных технологий при обустройстве скважин НГДУ «Джалильнефть»

А.Ф. Нуриев, И.А. Ганиев (НГДУ «Джалильнефть»)

Одной из наиболее актуальных проблем современной энергетики является обеспечение энергосбережения и снижение экономических затрат при решении задачи передачи электрической энергии на большие расстояния.

На практике для передачи электрической энергии на большие расстояния, как правило, используют трехфазные системы, для реализации которых требуется применение не менее 4 проводов, которой присуще следующие существенные недостатки:

- большие потери электрической энергии в проводах, так называемые джоулевые потери;
- возникновение аварий вследствие короткого замыкания проводов, в том числе из-за опасных погодных явлений (сильный ветер, наледь на проводах и др.);
- большой расход цветных металлов;
- большие экономические затраты на прокладку трехфазных электрических сетей (несколько миллионов рублей на 1 км).

Отмеченные выше недостатки могут быть устранены за счет применения резонансной однопроводной системы передачи электрической энергии, основанной на идеях Н.Теслы, доработанной с учетом современного развития науки и техники.

Предлагаемая технология основана на использовании двух резонансных контуров с частотой 0,5-50 кГц и однопроводной линии между контурами с напряжением линии 1-100 кВ при работе в режиме резонанса напряжений.

Провод линии является направляющим каналом, вдоль которого движется электромагнитная энергия. Энергия электромагнитного поля распределена вокруг проводника линии.

Как показывают расчеты и проведенные эксперименты при таком способе передачи электрической энергии, потери в проводах практически отсутствуют (в сотни раз меньше, чем при традиционном способе передачи электрической энергии).

Для электроснабжения скважины №714 ф. 258-02 (ввод из другой категории) необходимо построить линию протяженностью 2,7 км. Для реализации данного решения и снижения капитальных и эксплуатационных затрат мы предлагаем применить однопроводную резонансную систему электроснабжения.

Другим важным преимуществом однопроводной резонансной системы передачи электрической энергии является существенная экономия цветных металлов.

При прокладке кабельных линий электропередач преимущества однопроводной резонансной системы заключаются, прежде всего, в том, что сечение кабеля в 3-5 раз меньше сечений традиционной трехфазной системы передачи электроэнергии, а это в свою очередь позволяет:

- значительно уменьшить радиусы поворота линий, что является весьма важным при прокладке кабелей в городских условиях;
- значительно (до 10 раз) снизить затраты на прокладку кабелей.

Кроме того, в случае реализации однопроводной резонансной системы электропередачи отсутствует межфазное короткое замыкание и обеспечивается высокий уровень электробезопасности.

Наиболее эффективно однопроводная резонансная система передачи электрической энергии помимо отмеченных выше областей применения может быть использована для электроснабжения удаленных от основных магистральных ЛЭП объектов: фермерских хозяйств, строительных площадок, телекоммуникационного оборудования и др.

Резонансная однопроводная система передачи электрической энергии является новой энергосберегающей и ресурсосберегающей технологией, позволяющая значительно снизить экономические затраты при решении задачи передачи электрической энергии на большие расстояния по сравнению с традиционной (трехфазной) системой электропередачи.

Экономический эффект от внедрения мероприятий направленных на снижение потерь электроэнергии при энергоснабжении объектов нефтедобычи составляет 8904 тыс. руб. Инвестиции окупаются в течение 2,3 лет, что является индикатором эффективного и перспективного решения в сфере энергосбережения.

Таким образом, как видно из выше изложенного, рассматриваемая в данной работе резонансная однопроводная система передачи электрической энергии является новой энергосберегающей и ресурсосберегающей технологией, позволяющей значительно снизить экономические затраты при решении задачи передачи электрической энергии на большие расстояния по сравнению с традиционной (трехфазной) системой электропередачи.

Использование трансформатора с сердечником из аморфной стали

Р.М. Гареев (НГДУ "Нурлатнефть")

На сегодняшний день в НГДУ «Нурлатнефть» количество трансформаторов с сердечником из электротехнической стали составляет 778 шт., при ежедневной

эксплуатации НГДУ «Нурлатнефть» теряет электроэнергию на потерях холостого хода и короткого замыкания.

Целью данной работы является снижение затрат на электроэнергию путем установки трансформаторов с сердечником из аморфной стали.

Известно, что материал магнитопровода из электротехнической стали в трансформаторах в течение длительного времени непрерывно перемагничивается. При этом определенная часть электроэнергии вследствие гистерезиса и вихревых токов теряется и превращается в тепловую. Потери можно разделить на потери холостого хода $P_{х.х.}$ – это потери которые присутствуют в трансформаторе подключенного к сети, всегда не зависимо от загрузки, и потери короткого замыкания $P_{к.з.}$ – это потери зависящие от загрузки трансформатора. Если взять к примеру трансформатор ТМГ12-1000/10-У1(ХЛ1) 1000кВа его потери будут составлять $х.х = 1100$ Вт; $к.з. = 10500$ Вт.

Я предлагаю устанавливать трансформаторы с сердечником из аморфной стали. Это позволит нам более чем в три раза снизить потери холостого хода и короткого замыкания по сравнению с трансформатором с сердечником из холоднокатаной электротехнической стали. Сердечники трансформатора из аморфных лент изготавливают при охлаждении расплава со скоростью 10^6 °С/сек. на быстровращающемся охлаждаемом барабане. Это вещества с характерным строением, которое близко к структуре расплавленного металла или стекла. Благодаря характерной структуре аморфные металлы обладают рядом особых свойств: они становятся в несколько раз прочнее, значительно улучшаются электромагнитные свойства, повышается стойкость к коррозии. В противоположность с обычным стеклом они проявляют заметную пластичность.

Опираясь на выше изложенное необходимо отметить, что после установки трансформатора с сердечником из аморфной стали будет возможность снизить затраты на электроэнергию за счет уменьшения потерь холостого хода и короткого замыкания.

Снижение теплоэнергетических затрат при добычи СВН на Ашальчинском месторождении путем установки теплообменника для подогрева исходной воды в котельной

А. Г. Созонов (НГДУ "Нурлатнефть")

На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении СВН значительно увеличился объем потребления тепловой энергии с 9911 Гкал в 2006 году до 481566 Гкал в 2014 году. При добыче СВН в объеме 813 тыс. т/год потребление тепловой энергии составит 1813,72 тыс. Гкал.

Целью данной работы является снижение затрат на тепловую энергию путем установки теплообменника для нагрева технической воды поступающей в котельную.

Существующая схема водоснабжения котельной имеет следующий вид: техническая вода поступает в камеру смешения с помощью Камского и Кувакского водоводов. Далее вода с помощью насосов поступает на котельную с температурой 5 °С. Недостатком данной схемы является: низкая производительность водоподготовки на котельной, из-за низкой температуры технической воды, поступающей на котельную (Оптимальная температура для водоподготовки на котельной 17-20 °С); закачка попутно добываемой воды в скважину с высокой теплотворной способностью.

Я предлагаю изменить схему водоснабжения котельной путем установки теплообменника для нагрева технической воды, поступающей на котельную. Предлагаемая схема будет выглядеть следующим образом: техническая вода после камеры смешения с помощью насосов поступает на котельную, проходя через теплообменник, где будет нагреваться попутной добываемой водой до 17-20 °С. Охлажденная попутно добываемая вода поступает на КНС для закачки ПДВ в скважину. Электрозадвижка в данной схеме будет регулировать расход ПДВ поступающей в теплообменник, что позволит постоянно поддерживать определенную температуру на выходе из теплообменника с помощью установленного термодатчика на трубопроводе ПДВ на выходе из теплообменника. Тепловой счетчик позволит определить количество тепловой энергии переданной попутно добываемой водой технической воде. Преимуществом данной схемы является: рациональное использования энергоресурсов (утилизация тепла от попутно добываемой воды); сокращение расхода газа на выработку пара и снижение затрат на тепловую энергию за счет поступления более нагретой исходной воды на котельную; повышение производительности водоподготовки установленной на котельной.

Опираясь на выше изложенное необходимо отметить, что после установки теплообменника появится возможность в снижении затрат на тепловую энергию за счет сокращения газа на выработку пара.

Гидроприводная установка для одновременной раздельной эксплуатации пластов

М.З. Назиров (Альметьевский государственный нефтяной институт)

Для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов штанговыми скважинными насосами при добыче нефти применяются два штанговых скважинных насоса, спущенных в одну скважину и приводимых в действие двумя станками качалками или двумя цепными приводами.

Предлагаемая конструкция гидроприводной установки для одновременной раздельной эксплуатации представлена на чертеже.

Решение задачи установки достигается применением:

- Роторных гидродвигателей типа РПГ;
- Звездочки с роликовой цепью;
- Натяжного устройства цепи;
- Станции управления;
- Гидростанции с силовым насосом.

Установка в сборе не требует фундамента, монтируется на фланец колонной головки скважины.

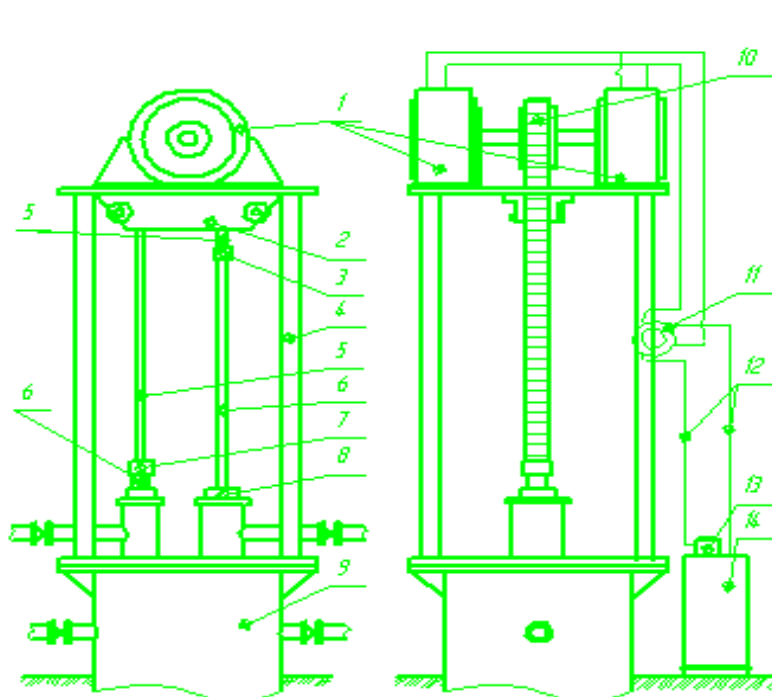


Рис.1. - Гидроприводная установка для одновременной раздельной эксплуатации пластов

Установка состоит из рамы 4, на верхней площадке которой установлены два роторных гидродвигателя 1. Между гидродвигателями на валу установлена звездочка 10, которая приводит в движение огибающую ее роликовую цепь 5. Концы цепи соединены посредством подвески с полированными штоками 6. Один из полированных штоков сообщает движение через колонну штанг плунжеру одного из насосов, находящихся в скважине, второй- плунжеру второго насоса.

Насосы установлены в одной скважине для откачки пластовой жидкости из двух разобщенных пластов.

Гидродвигатели 1 приводятся в действие от силового насоса 13, создающего давление рабочей жидкости в гидросистеме. В зависимости от режима откачки пластовой жидкости гидродвигатели могут работать совместно на оба насоса или раздельно-каждый на свой насос. Изменение числа двойных ходов плунжера осуществляется изменением числа оборотов гидродвигателей.

Работает гидроприводная установка одновременной раздельной эксплуатации следующим образом: силовым насосом 13 в гидросистеме создается давление рабочей жидкости. По трубопроводам 12 рабочая жидкость подается в гидродвигатели 1 и приводит во вращение их роторы с установленной на общем с ними валу звездочке 10, а звездочка, в свою очередь, преобразует вращательное движение в поступательное движение роликовой цепи 5, находящейся в зацеплении со звездочкой.

Изменение направления вращения роторов гидродвигателей и, соответственно, сообщение цепи возвратно- поступательного движения осуществляется переключением 11 системы реверсирования. Совершающие возвратно- поступательное движение ветви цепи приводят в действие штанговые скважинные насосы.

Применение гидроприводной установки для одновременной раздельной эксплуатации пластов, по сравнению с применяемыми, позволит:

- Уменьшить габариты и массу привода для ОРЭ;
- Снизить затраты на изготовление установки;
- Исключить устройство фундаментов;
- Сократить затраты на монтажные работы и сроки монтажа;
- Снизить эксплуатационные затраты;
- Осуществлять плавное регулирование работы.

Модернизация способа зачистки емкостного оборудования

Р.В. Куцевой (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Резервуары и сосуды, работающие под давлением, предназначены для приемки, хранения, отпуска, учёта нефти и нефтепродуктов и являются ответственными инженерными конструкциями. Надёжная безаварийная работа обеспечивается постоянным наблюдением за состоянием (наружный и внутренний осмотры, гидравлические испытания). Также, для проведения диагностики технического состояния и освидетельствования, резервуары и сосуды должны подвергаться периодическим зачисткам.

Существующий в настоящее время способ зачистки резервуаров в группе компаний ПАО "Татнефть" не является оптимальным по причине своей:

- трудоемкости (время на зачистку РВС-5000 может достигать до 40 рабочих дней);
- низкой качественности (уборка твердых отложений производится чистильщиками вручную);
- высокой экономической стоимости (затраты на использование большого количества спецтехники и объема воды на размытие нефтешлама);

Поэтому актуальным является вопрос о модернизации способа зачистки.

Проанализировав как зачищают емкостное оборудование в различных нефтедобывающих предприятиях, опираясь на политику импортозамещения и минимизацию затрат на производство работ, я остановил свой выбор на методе зачистки с применением отечественного винтового насоса НВЖ-30 и станции гидропривода производства ООО «Башкирская МИС». Данный насос взрывозащищенного исполнения и предназначен для откачки воды, нефти, нефтепродуктов и других неагрессивных жидкостей с вязкостью до 120000 сСт и температурой до 70° С. В жидкости возможно содержание механических примесей Ø до 5 мм.

Главной особенностью данного способа является то, что насос НВЖ-30 будет откачивать нефтешлам, находясь непосредственно внутри РВСа, тем самым очистка будет более эффективна. За счет небольших габаритов и массы 35 кг насос предлагается поместить в РВС через люк-лаз. Приводить в движение насос предлагается при помощи станции гидропривода, которая предназначена для подачи рабочей жидкости в систему гидромотора насоса.

Для увеличения мобильности и удобства работы с насосом мной была произведена следующая модернизация:

- шланги продуктопроводов оборудовал быстросъемными соединениями;

- насос смонтировал на мобильной подставке с возможностью регулировки угла наклона;
- насос оборудовал съемным соплом для подачи воды под давлением для разжижения твердых остатков;
- гидростанцию насоса смонтировал на транспортное шасси;
- изготовил и смонтировал стойки для гидравлических рукавов, продуктопроводов и силовых кабелей.

Усредненные затраты на очистку резервуара РВС-5000 при существующем способе рассчитывают за период полного цикла зачистки – 40 рабочих дней, за которые будет вывезено 1200 м³ жидкой фазы при помощи АСМ и 120 м³ твердого нефтешлама при помощи экскаватора и самосвала.

Предлагаемый мной способ сокращает время работ до 15 дней при использовании шнекового насоса и нефтешламовоза, что ведет к существенному снижению затрат на зачистку резервуара.

Основные преимущества предлагаемого мною способа:

- уменьшение затрат на транспорт;
- улучшение условий труда чистильщиков (сокращение тяжелого физического труда);
- возможность перекачки жидкостей с высоким содержанием мех. примесей, высокой вязкостью, из заглубленных емкостей и резервуаров;
- уменьшение времени работ;
- мобильность.

Изготовление оборудования для удаления лакокрасочных покрытий и ржавчины

А.Р. Ахметшин, Р.Р. Халфиев (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

В начале апреля начинается активная подготовка автотракторной техники к техническому осмотру. Важную роль в подготовке к техническому осмотру имеет внешний вид транспортных средств, т.е. покраска кузовов и кабин автомобилей и тракторов.

Перед покраской необходимо хорошо подготовить металлические части транспортных средств: удаление старой краски, ржавчины, обезжиривание.

Эту проблему мы решили, изготовив специальное оборудование.

Принцип работы данного оборудования заключается в том, что абразив, засыпанный в специальный ресивер, под давлением сжатого воздуха который подается из

компрессора, через масло-влагоотделитель, поступает через шланги в пистолет для распыления песка с керамическим соплом, в качестве абразива применяется просеянный карьерный песок.

Таким образом, в зависимости от давления в компрессоре, можно легко удалить старую краску, грунтовку и ржавчину с металлических частей транспортных средств.

Например, для удаления краски с водительской двери автомобиля УАЗ-39099 с помощью «пескоструя» потребуется 5-10 минут, в то время как вручную это может занять до 3 часов.

В оборудование входит: ресивер 50 литров, шланг диаметром 16мм – 10 метров, масло-влагоотделитель, краны, быстросъемные соединения, пистолет для распыления песка и перекатная тележка.

Экономический эффект от использования данного пескоструйного аппарата составил 77 тыс. рублей.

вывод: 1. Сокращение времени нахождения ТС на подготовке к техническому осмотру. 2. Улучшение условий труда. 3. Качественная подготовка поверхности ТС к покраске.

Затраты на данное устройство незначительны и составили примерно 6000 рублей.

Модернизация натяжителя ремней на станок-качалку UP-9T

А.А. Муксинов (НГДУ «Бавлынефть»)

В ПАО "Татнефть" широко используются глубинные штанговые насосы с различными приводами, в которых используется клиноременная передача. Одним из наиболее часто проявляющихся недостатков таких приводов является износ ремней. Из всего ряда приводов выделяется привод румынского производства марки UP-9T, на котором применяются ремни большей длины (6300 мм), чем на большинстве остальных приводов ШГН (4000 мм). На станках-качалках румынского производства электродвигатель располагается на салазках, которые, в свою очередь приварены к станине. Ввиду такой конструктивной особенности, электродвигатель может перемещаться только в одной плоскости (вперед-назад). Для фиксации электродвигатель закрепляется к салазкам при помощи болтов, а для исключения ослабления натяжки применяются упорные винты. Существующий способ натяжения ремней на станках-качалках румынского производства является очень трудоёмким, так как необходимо много времени, дополнительных инструментов(лом или кувалда для перемещения электродвигателя) и техники(два оператора и инструмент для перемещения

электродвигателя). А так же процесс усложняется в зимнее время, когда для натяжения (замены) ремней необходима очистка от снега и льда болтов и упорных винтов. Предлагаемый способ заключается в установке стандартной плиты под электродвигатель от 6СК6 и 6СК4 на салазки (под электродвигатель) UP-9Т. Это существенно уменьшает трудоёмкость процесса натяжения (замены) ремней, нет необходимости в дополнительных инструментах и технике, а также упрощает процесс в зимнее время. Плюсами внедрения данной модернизации натяжителя являются: уменьшение физической нагрузки на оператора ДНиГ, сокращение простоя скважины во время замены (натяжки) ремней, экономия на транспорте а так же отсутствие необходимости в дополнительных инструментах и процесс сможет выполняться одним оператором.

Модернизация установки с наклонной мачтой К-54

М.Г. Сагдиев, А.В. Васянин (ООО «Татнефть-АльметьевскРемСервис»)

Сегодня, когда идёт активная разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти в НГДУ «Нурлатнефть», увеличивается фонд скважин с наклонным устьем, актуальным является вопрос их освоения, текущего и капитального ремонта.

С декабря 2009 года в ООО «Татнефть-АльметьевскРемСервис» успешно работает установка с наклонной мачтой К-54, производство компании «National Oil well Varco» Канада.

На сегодняшний день установкой К-54 было отремонтировано порядка 400 скважин. Продолжительность ремонта одной скважины составляет порядка 60 часов. Соответственно увеличивается количество монтажей, демонтажей установки и переезда на скважину.

Так же увеличивается и длинна пробуривания скважин от 700м до 1500м и соответственно увеличивается и длина спускаемой колонны НКТ, что говорит о том, что увеличивается и количество труб спускаемых в скважину путем проталкивания.

В связи с этим возник вопрос о модернизации подъемной установки в виду несоответствия оснащённости ее для проведения спуска подъемных операций, монтажа и демонтажа в сравнении с иностранными аналогами.

Целью моей работы является сокращение продолжительности ремонта скважин. Для достижения данной цели необходимо было выполнить следующие задачи:

1. Сокращение времени на проведение СПО;
2. Сокращение времени на проталкивании НКТ в скважину;
3. Снижение времени использования автокрана на 20 % после модернизации;

4. Сокращение времени демонтажа, монтажа наклонной установки на 10 % после модернизации.

Для выполнения поставленных задач было выполнено ряд мероприятий:

1. Изначально проводя спуска подъёмные операции, используя стандартный элеватор КМ помощнику бурильщика необходимо было покидать балкон верхового для снятия трубы с элеватора на талевом блоке и установки ее на транспортный элеватор. Проблему решили путем установки неразрезного элеватора с пневматическим приводом плашек что позволило сократить время сцепки освобождения трубы с элеватора, таким образом, помощник бурильщика находится только на балконе верхового, не двигаясь по мачте.

2. Для проталкивания труб в скважину недостаточно было веса НКТ и имеющихся лебедок соответственно проталкивание занимало значительное время. Для решения данной проблемы, была установлена дополнительная лебедка на основании мачты и модернизирована сама тележка талевого блока. Присоединяя трос лебедки за кронштейн тележки, мы принудительно через толкатель проталкиваем трубу в скважину, это позволило сократить время проталкивания трубы на 15%.

3. Для сокращения времени на монтаж и демонтаж установки и снижения времени использования автокрана, нами была модернизирована рабочая площадка. Раньше при монтаже и демонтаже установки была необходимость в наличие автокрана на скважине для поддержания рабочей площадки и монтаже дополнительной лестницы для подъема рабочих на площадку, это занимало значительное время, проведя модернизация рабочей площадки путем установки дополнительного переходного трапа от рабочей площадки на пульт бурильщика нам удалось исключить монтаж лестницы. А также установив дополнительный кронштейн на рабочую площадку монтаж ее мы проводим, используя кермачную лебедку имеющуюся на установке что позволило снизить использование автокрана и сократить монтаж и демонтаж установки на 4 часа.

Проведенные мероприятия по модернизации установки показали себя с наилучшей стороны и позволили сократить время на спуска подъемные операции с проталкиванием трубы на 4 часа, сократить время монтажа и демонтажа установки на 4 часа. Экономический эффект от модернизации с учетом расходов на саму модернизацию за 2014 год составил более 6 миллионов рублей.

Личный вклад в модернизацию заключается в моем непосредственном участии в модернизации установки К-54.

Проведением данной модернизации мы добились:

1. Снижения продолжительности ремонта скважин;
2. Создали безопасные условия труда для рабочих;

3. Вовремя сдали скважину заказчику, удовлетворив его требования;
4. Сохранили время и средства.

В перспективе внедрения рассматривается вопрос об участии в тендере ремонта скважин с наклонным устьем в ООО «Лукойл-Коми».

Внедрение системы автономного обслуживания оборудования - ТРМ

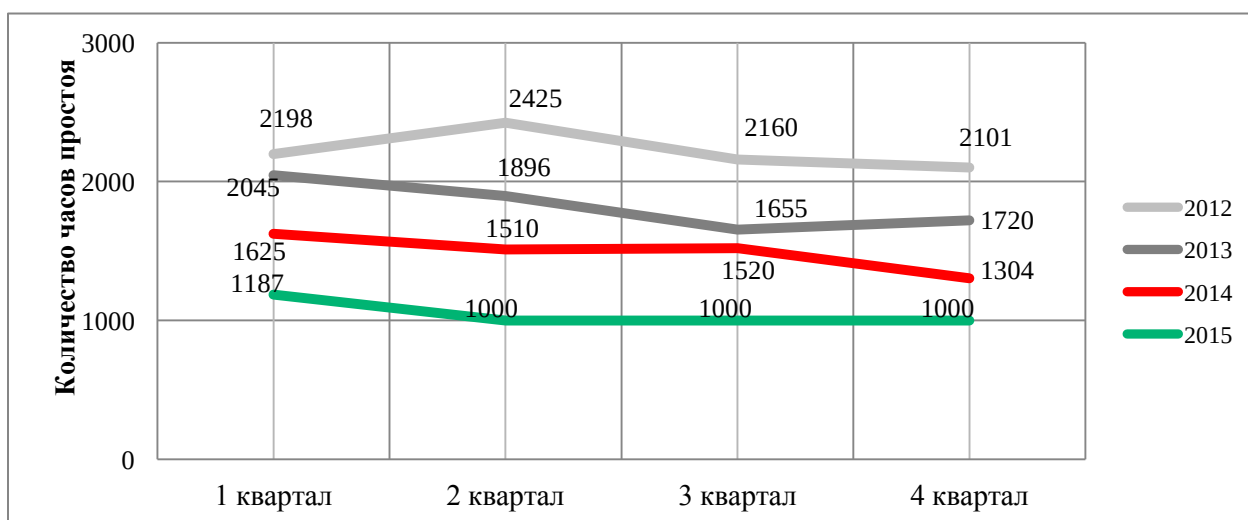
Е. В. Косолапова, П. П. Носачев (БМЗ ПАО "Татнефть")

Одной из острейших проблем машиностроительного комплекса сегодня является эксплуатация физически изношенного оборудования, что является основным фактором таких проблем как: - частые и длительные выходы оборудования из строя по причине ремонта; - преобладание аварийных ремонтов над плановыми; принцип «я произвожу – ты ремонтируешь!» Следствие - срыв сроков договорных обязательств.

В 2012 году на Бугульминском механическом заводе стартовал проект по внедрению системы всеобщего обслуживания оборудования (Total Productive Maintenance - ТРМ).

Был составлен перечень высокопроизводительных станков с ЧПУ, классифицированных как лимитирующее оборудование завода. Данные станки были выбраны для разработки определенной стратегии внедрения ТРМ на БМЗ, по которой в дальнейшем будет охвачен весь станочный парк.

Анализ простоев в 2012 году зафиксировал 8,9 тыс. часов простоя по причине выхода оборудования из строя. После выполнения мероприятий по внедрению ТРМ простои снизились до 7,3 тыс. часов по итогам 2013 года и до 5,9 тыс. часов по итогам 2014 года. Нашей целью стало снижение простоев в 2016 году до 4 тыс. часов т. Е на 50%. Сегодня показатель еще не достигнут, однако снижение простоев уже составило около 33%.



Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

Во - первых, привлечь операторов к автономному обслуживанию:

- уборка оборудования по окончанию работы и еженедельная очистка всех узлов оборудования;
- своевременный долив и замена масел и охлаждающих жидкостей;

За двухлетний период на основе собранной информации были составлены порядки ежесменного обслуживания оборудования, которые включают в себя визуализацию работ перед началом смены, во время эксплуатации станка и по окончанию работы. Каждый выполненный пункт данного регламента оператор фиксирует в журнале и подтверждает работу своей подписью.

Следующим шагом была разработка стандартов ранней диагностики, которые представляют собой памятку возможных неисправностей и действий, которые необходимо совершить при диагностировании поломки, чтобы предотвратить аварию, либо уменьшить ее последствия.

Дальнейшие планы – это привлечение операторов к мелкому ремонту (подтяжка резьбовых соединений, восстановление лакокрасочного слоя, очистка фильтров).

Улучшение качества плановых осмотров и ремонтов является вторым направлением:

- разработка наглядных регламентов проведения технического обслуживания (в зависимости от вида ТО1, ТО2, ТО3), с добавлением фотоматериалов. Данные регламенты направлены на координацию действий ремонтного персонала, их согласованность и оперативность.

- для выполнения технического обслуживания ремонтный персонал регулярно оснащается современным электрическим, слесарным инструментом и измеряющими приборами (тестеры, бесконтактные измерители температуры и вибрации), что позволяет снизить время проведения ремонтных работ и повысить качество.

Третьим направлением является создание и организация неснижаемого запаса быстроизнашивающихся материалов и ведение журналов истории ремонтов. При проведении любого технического обслуживания, ремонтники заполняют чек – листы определенного образца, где указывают подробный перечень работ, проведенных при ремонте, а также наименование вышедших из строя запасных частей и предполагаемые причины поломок. Так формируется статистика поломок, которая позволяет быть подготовленными к аварийной остановке станка.

Результат внедрения системы всеобщего обслуживания оборудования – снижение простоев лимитирующего оборудования в результате аварийного ремонта на 2 638 часов (на 33%). Экономическая эффективность проекта на данный момент составляет 13 877 тыс. руб.

Анализ внедрения и усовершенствования свайного фундамента под привод ШГН

Д.А. Мирмиев (НГДУ «Азнакаевскнефть»), А.Д. Набиев (ООО «МехСервис-НПО»)

По договору "Услуги по добыче нефти" с УК ООО "ТМС Групп" подготовка оснований под приводы ШГН является обязанностью НГДУ. Подготовка заключается в выравнивании площадки и отсыпке щебеночной подушки. Щебеночная подушка уплотняется бульдозером или К-700. Такое основание имеет ряд недостатков:

- усадка подушки из-за недостаточного уплотнения приводит к крену привода ШГН и затратам на перемонтаж;

- при вводе скважин с нестандартной высокой арматурой (ОРЭ) необходимо сооружение высокого щебеночного основания с большими транспортными затратами, такое основание со временем осыпается, дает усадку и может потребоваться неоднократный перемонтаж привода. Кроме того такое основание засыпает устьевую арматуру, что затрудняет обслуживание скважины операторами:

- монтаж приводов в зимнее время после потепления в большинстве случаев приводит к перемонтажам. Это происходит из-за таяния мерзлого щебня.

- монтаж приводов поздней осенью также приводит к перемонтажам, так как в процессе замерзания влажный грунт в составе щебня увеличивается в объеме и привод ШГН дает крен.

Такое положение дел усугубляется тем, что в ЦДНГ отсутствуют специалисты по строительству и весь процесс подготовки оснований осуществляется бригадами нефтедобычи.

Был произведен анализ проведенных монтажей СК в период с 01.11.2012 г. по 20.04.2015 г. По НГДУ было произведено 331 монтажей, на которых на 33 скважинах были произведены перемонтажи СК из-за усадки щебеночного основания СК, затраты составили 1782 тыс.р., и на 39 скважинах производились работы по центровке СК, затраты составили 507 тыс.р. Итого непредвиденных затрат – 2289 тыс.р.

С сентября 2014 года силами ООО «МехСервис-НПО» в НГДУ начаты работы по монтажу СК на свайных фундаментах.

Для изготовления свай используется б/у бурильная труба ф 114 мм, на конец которой приваривается штопор.

Преимущества свайного фундамента:

- высокая прочность;

– высокая несущая способность - в среднем нагрузка на одну сваю составляет от 7 до 20 тонн. Это объясняется тем, что при завинчивании межвитковые промежутки почвы не разрыхляются, а уплотняются винтовой лопастью сваи;

– монтаж можно проводить в любых погодных условиях;

– созданию фундамента не мешают искажения ландшафта;

– конструкция не требует больших затрат, изготовление возможно из материала вторичного использования;

– применение свайного фундамента удешевляет монтаж СК из-за исключения щебня.

На 20.04.2015 г. свайный фундамент внедрен на 70 скважинах. Заявок по неисправности фундамента не было.

С внедрением свайных фундаментов СК выявились некоторые проблемы. Так как фундаменты изготавливаются под определенный типоразмер СК, то со временем при необходимости перемонтажа СК на другой типоразмер придется полностью менять и фундамент.

В связи с этим нами был разработан и внедрен универсальный свайный фундамент. Отличие данного фундамента в продольном расположении опорного швеллера, что позволит монтировать приводы ШГН типа СК, СКД, ПНШ, ПНШТ грузоподъемностью до и более 6 т. Кроме того продольное расположение опорного швеллера равномерно распределяет нагрузку на сваи.

Универсальный свайный фундамент позволит сократить затраты на перемонтаж СК и увеличит надежность свайного фундамента.

Экономическая эффективность универсального свайного фундамента на одну скважину составляет 101 тыс. руб. Срок окупаемости менее одного года. План перемонтажа станков-качалок с меньшего типоразмера на больший по НГДУ в 2015 году составляет 162 скважины. Экономическая эффективность на такое количество скважин составит порядка 16 млн. 362 тыс. руб.

Стандартизация и усовершенствование рабочего места резчика на установке воздушно-плазменной резки

А.А.Хузин (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

В рамках технического перевооружения сварочного производства и повышения производительности труда нами была внедрена установка воздушно-плазменной резки CUT-160. Преимущества воздушно плазменной резки:

- значительно выше скорость резки металла;

- универсальность: позволяет обрабатывать сталь, чугун, алюминий, медь, титан и любой другой металл;

- точные и высококачественные резы не требуют дальнейшей обработки;

- нет потребности в дорогостоящих газах;

- высокий уровень безопасности;

- низкий уровень загрязнения окружающей среды.

С внедрением воздушно-плазменной резки появилась необходимость оснащения рабочего места и повышения производительности труда резчика.

На первом этапе мы привели рабочее место в соответствие требованиям бережливого производства и разработали стандарты обслуживания оборудования. В связи с большим количеством заявок на однотипную продукцию мы усовершенствовали аппарат воздушно-плазменной резки установкой шаблонной резки УВПР. Данная установка позволяет производить резку заготовок по установленному шаблону в автоматическом режиме.

Затем был спроектирован и смонтирован стол с рельсами. Мы воспользовались возможностью установить УВПР на колеса и под базу этих колес смонтировали раму с рельсами. В качестве рельсов использовали стальной уголок 40х40 мм. Подобный перевод УВПР на рельсовые пути дал нам возможность передвигать УВПР по прямой линии и получать прямой рез.

Следующим этапом, для обеспечения равномерности движения плазменной струи, мы закрепили к одному из колес УВПР механический ворот, вращение которой обеспечивает равномерное движение УВПР вдоль заготовки. Но это пробный вариант, в настоящее время нами разрабатывается регулируемый электропривод с двигателем для УВПР.

Для укладки листовой заготовки мы спроектировали стол с универсальным приспособлением для фиксации деталей. В настоящее время стол оснащается специальными роликами, которые позволяют не только передвигать заготовку одному человеку без больших усилий, но и делать это более безопасно.

На данные решения, нами были оформлены рационализаторские предложения, с расчетом экономического эффекта. Экономический эффект был подсчитан и сформирован на сравнительном анализе от использования газопламенного оборудования и УВПР. Для сравнения были включены такие статьи затрат как: стоимость оборудования, стоимость годового обслуживания, расход материалов на резку металла. Срок окупаемости составил 4 месяца.

Усовершенствование рабочего места резчика позволило:

1. Произвести механизацию и автоматизацию рабочих процессов;
2. Обеспечить безопасные условия труда резчика на рабочем месте;
3. Улучшить условия труда;
4. Увеличить производительность труда;
5. Достичь экономического эффекта.

Оптимизация эксплуатационных затрат. Проведение технического обслуживания насосов-дозаторов собственными силами

Р.А. Шибает (НГДУ «Ямашнефть»)

В должностные обязанности оператора д/н входит ежедневный обход закрепленного участка территории нефтепромысла. Обход заключается в осмотре работоспособности нефтепромыслового оборудования, отбора проб, замене сальников СУСГ, ремней на приводах ШГН и т.д. Одним из осмотров НПО является точка подачи реагента (БР-2,5 или УДЭ) в котором ежедневно контролируется расход реагента, работоспособность НД с регулировкой подачи при необходимости, а также контроль исправности другого сопутствующего оборудования и средств КИПиА.

В случае выявления неисправности оборудования, дается заявка в сервисную компанию на устранение. В целях поддержания насосов-дозаторов в работоспособном состоянии, силами УК ООО «ТМС групп» проводится периодическое тех.обслуживание на основании план-графика НГДУ.

Недостатком при сервисном техническом обслуживании насосов-дозаторов является:

- повышенные затраты на транспорт, т.к. звено сервисной организации выезжает с производственной базы и проезжает по точкам НД согласно месячного графика, т.е. выполняет работу согласно заданной цели;
- потери производительности труда при переезде;
- затраты на оказание услуг сервисными компаниями (накладные расходы 144,3%, прибыль предприятия 16,3%).

На сегодняшний день в ПАО "Татнефть" активно внедряется «Бережливое производство». Одним из элементов бережливого производства является система ТРМ (всеобщее обслуживание оборудования), при котором обслуживание оборудования осуществляется работником, эксплуатирующим данное оборудование.

В своей работе, я предлагаю проводить тех.обслуживание НД собственными силами (оператором д/н при обходе или машинистом КНС).

Проведена работа по осуществлению данного мероприятия в производство. Разработана «Инструкция по ПБ и ОТ при эксплуатации и техническом обслуживании дозаторной установки для подачи деэмульгаторов и ингибиторов коррозии», «Регламент по тех.обслуживанию НД», а также «Стандарт операционной карты» для наглядного ознакомления исполнителей работ с перечнем операций.

В целях повышения качества выполняемых работ и мотивации обслуживающего персонала в управлении внедрено материальное стимулирование производителям работ. Так, работник управления, производивший ТО НД, получает дополнительно 500 рублей к своей заработной плате. Если учесть, что ТО НД проводится 3 раза в год, то дополнительно к своей зарплате, он принесет в семью еще 1,5 тыс. рублей в год. Дополнительно, раз в год, получают доплату мастера и механики цехов в размере 1000 рублей за контроль полноты и качества проведенных работ. Доплата не производится в случае поступления заявки на проведение ремонта по механической части в сервисную организацию.

Произведенный расчет показывает, что стоимость 1 ТО НД составит 658 рублей вместо 3 600 рублей.

Заключение.

Проведение тех.обслуживания НД собственными силами позволит:

- снизить затраты по оказанию услуг сервисной организацией;
- реализовать систему ТРМ (снижить количество заявок в сервисную организацию, повысить производительность труда обслуживающего персонала);
- повысить уровень зарплаты задействованных работников.

Экономия от внедрения данного предложения составит – 670 800 руб./год.

Срок окупаемости – менее 1 года.

Устройство для разовой заливки реагента в затрубное пространство скважины

И.Н. Гарипов, Л.М. Ахметзянов (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день по НГДУ "Альметьевнефть" при эксплуатации НП ШГН возникает ряд проблем, среди которых основными являются подклинивание колонны штанг по причине образования парафина и добычи густой эмульсии, которая в свою очередь напрямую влияет на исправную работу НП ШГН. На фонде скважин с осложненной добычей нефти, где такая проблема возникает периодически, устанавливается насосно-дозаторная установка с емкостью необходимого объема для подачи реагента. Но есть периодический фонд скважин, где такая проблема возникает

редко и проблемы связанные с эксплуатацией ГНО решаются после разовой заливки реагента в необходимом объеме. Монтаж насосно-дозаторной установки в данном случае не целесообразен. На сегодняшний день, заливка реагента в затрубное пространство оператором д/н проводится следующим образом:

1. Остановка НП ШГН;
2. Стравливание газа с затрубного пространства в линию;
3. Заливка реагента через затрубный вентиль;
4. Пуск НП ШГН в работу.

Данный способ заливки имеет следующие недостатки:

- Необходимость остановки НП ШГН;
- Необходимость стравливание газа с затрубного пространства;
- Нарушение требований ПБ и ОТ.

В целях решения данной проблемы предлагаем разработать универсальное устройство для разовой заливки реагента в затрубное пространство скважин. (Рис.1)

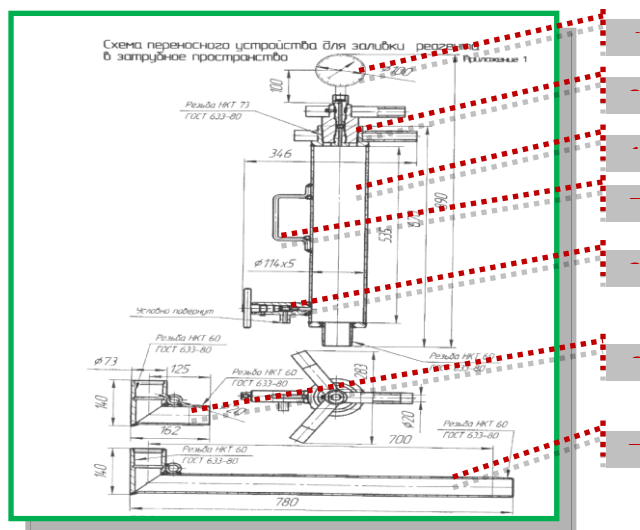


Рис.1 Устройство для разовой заливки реагента в затрубное пространство

Принцип работы данного устройства.

В зависимости от эксплуатируемого привода (СК или ПЦ) на вентиль затрубного пространства монтируется переводник соответствующей длины. Для предотвращения нагрузки от данного устройства на вентиль в конструкции предусмотрена опора. Реагент заливается в емкость через верхнюю крышку при закрытом вентиле затрубного пространства. После наполнения емкости устройства закрывается верхняя крышка, открывается вентиль затрубного пространства и реагент самотеком заливается в затрубное пространство. После заливки, затрубный вентиль переводится в положение «Закрыто» и с помощью вентиль на устройстве стравливается остаточное давление с емкости.

Давление в емкости можно контролировать при помощи манометра, установленный на верхней крышке устройства.

Разработанное устройство отвечает следующим требованиям:

1. Соответствие требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
2. Проведение разовой заливки в затрубное пространство скважины без стравливания газа;
3. Дозированная заливка реагента - не более 5л.;
4. Переносное устройство будет работать, как сосуд работающим под давлением (до 14МПА), но не подлежать регистрации;
5. В конструкции переносного устройства будет предусмотрен вентиль для стравливания и для манометра, а так же рукоятка для переноса;
6. Установка данного устройства на устье скважин с наземным приводом типа СК и ПЦ.

Данное устройство сертифицировано и имеет разрешение на применение.

Чисто дисконтированный доход от внедрения устройства для заливки реагента в затрубное пространство скважины за 5 лет составит 157 тыс.руб. Индекс доходности затрат 3,65. Дисконтированный срок окупаемости в течении года.

Методы решения проблем связанных с авариями СК и ГНО в НГДУ

Л. А. Ахметшин (НГДУ «Лениногorskнефть»)

Успешность современного нефтедобывающего предприятия во многом определяется эксплуатационной надёжностью нефтепромысловых объектов, наиболее представительными и распространенными из которых являются на сегодняшний день станки-качалки.

В данной работе рассматриваются технологии восстановления полированного штока и методов предотвращения возникновения аварийной ситуации на СК при подвисании колонны штанг.

На сегодняшний день одной из проблем нашего НГДУ является наличие осложненного фонда скважин. В данном направлении проводятся установка стационарных УДЭ и УДС, разовые заливки реагента в затрубное пространство скважин, промывки от образования АСПО и ВНЭ. Данные мероприятия являются предупредительными и не дают 100% гарантии от подклинивания и подвисания ГНО.

За 2014 год было выявлено 25 случаев зависания ГНО повлекший за собой деформацию ПШ, восстановление которых 21 шт. выполнено с помощью применения гидравлического инструмента разработанного мною в мае 2014 года.

Преимущество процесса выпрямления ПШ с помощью гидравлического инструмента простота в использовании, легкое перемещение по ПШ и выпрямление ПШ производится без вскрытия устья скважины.

При восстановлении ПШ была необходимость в контроле за качеством выпрямления штока и для данной цели мною был изготовлен инструмент позволяющий производить правку ПШ возвращая его в исходное прямолинейное состояние.

На сегодняшний день при работе приводов ШГН при зависании колонны штанг происходит следующее обрыв прядей КП, обрыв КП, деформация тела шатуна, падение ГБ и падение траверсы.

При выявлении случая аварийного отказа привода ШГН производится расследование с составлением акта и с определением виновной стороны – либо НГДУ, либо ООО «ТМС групп». Но в любом случае затраты на восстановление привода несет ПАО "Татнефть". Данные скважины оборудованные ШГН находящиеся в осложненном фонде имеются и в НГДУ и их количество составляет 621 скважина.

На скважине осложненной образованием ВНЭ или АСПО при подвешивании колонны штанг на данный момент времени нет предохранительного устройства, которое бы позволило предотвратить пагубное воздействие подвешивания ГНО.

Для того чтобы, избежать деформацию ПШ, обрыв прядей КП, обрыв КП, деформацию тела шатуна, падение ГБ, падение траверсы и тому подобное мною предложен пружинный механизм, который устанавливается на верхнюю часть ГБ над местом подвешивания КП.

При возникновении случая зависания ГНО нагрузка на ГБ снижается от нескольких тонн до 50-60 кг (вес ШВЛ + КП) и в этот момент произойдет срабатывание механизма и подъем КП с места ее подвешивания и скидывания ее в сторону от СК.

Данный механизм монтируется на ГБ без нарушения ее конструкции и без изменения ее паспортных характеристик.

На штоке имеется пластина, которая находится под КП и местом ее подвешивания, две пружины с нагрузкой расжатия в 60 кг, а также две гайки М16 которые позволяют путем вращения привести механизм в рабочее положение.

Но в процессе механизм был доработан и монтаж на ГБ стал возможен без нарушения конструкции СК и без изменения паспортных характеристик привода, а также скидывание канатной подвески проводить в двух направлениях – это вверх и

перпендикулярно ГБ, что позволило освобождать ГБ от КП даже на СК с минимальной длиной хода.

При срабатывании механизма и установлении падения КП выезжает технологическая бригада цеха, производится подвешивание КП, подключение ЧРЭП и дальнейшие реанимационные действия.

Таким образом, благодаря установке пружинного механизма я смог включить в работу СК дополнительное предохранительное устройство позволяющее предотвратить негативное воздействие зависания ГНО на привод ШГН, что позволило сохранить станок-качалку в рабочем положении без разрушения каких либо узлов, а также предотвратил деформацию ПШ и, как следствие, отсутствие простоя скважин в обоих случаях.

В данной работе мне удалось отразить и предотвратить причину и следствие деформации ПШ и аварийных отказов приводов ШГН. В результате проведения расчёта экономической эффективности проводимых мероприятий, в том числе расчёта таких основных показателей, как ЧДД более 98 млн. руб., ИДД равный 5,0 и срока окупаемости в течении квартала.

На данные изобретения зарегистрированы рационализаторские предложения и поданы заявки на изобретение в ФИПС.

Комплекс мер по увеличению межремонтного периода на Бавлинской УСО

Е.В. Надыришина (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Одной из приоритетных задач компании ПАО "Татнефть" является снижение себестоимости выпускаемой продукции за счет использования комплекса мер – от внедрения передовых технологий и достижения энергоэффективности до применения инструментов бережливого производства и проведения оптимизации расходов. В связи с этим, является актуальным совершенствование системы технического обслуживания как одного из важнейших резервов снижения затрат. Перспективной тенденцией к сокращению простоев оборудования является переход на увеличенный межремонтный интервал.

Установка очистки нефтяного газа от сероводорода представляет собой комплексную автоматизированную линию по очистке сероводородсодержащего попутного нефтяного газа проектной производительностью 160 тыс. м³ в сутки. Нормы законодательства ограничивают продолжительность эксплуатации основного

технического оборудования установки между ревизиями с проведением внутреннего осмотра двумя годами.

До 2014 года проведение планово-предупредительных ремонтов на УСО требовало остановки оборудования сероочистки на 10 дней ежегодно. В 2014 году ППР удалось провести за 7 дней. Это позволило сократить количество сожженного попутного нефтяного газа на 342 тыс. м³ по сравнению с 2013 годом. Экономия от реализации газопродуктов составила 2781 тыс. руб. Важную роль в сокращении сроков проведения ремонтных работ сыграло дублирование оборудования: сепараторов С-20 и С-102, С-12 и С-12д, С-11 и С-101.

Для сокращения количества сжигаемого попутного нефтяного газа во время проведения ППР предлагается перевести оборудование установки сероочистки на трехлетний ремонтный цикл. Возможность продления периода межремонтной эксплуатации оборудования должна быть подтверждена экспертной организацией, которая выдает соответствующее заключение промышленной безопасности по результатам комплексной проверки объектов установки. При этом ежегодно требуется технологическая остановка длительностью три дня для смены рабочих растворов и промывки насадок абсорбера и десорбера.

Для перехода на увеличенный межремонтный интервал предлагается разработать и утвердить программу, а также перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации технологического оборудования при увеличенном интервале между капитальными ремонтами. К таким мероприятиям в первую очередь можно отнести мероприятия по дублированию оборудования, что позволит не только повысить надежность оборудования, но и проводить освидетельствование аппаратов без остановки всей установки сероочистки. К дублированию предлагаются следующие аппараты:

- емкость регенерированного амина Е-101 и емкость для парового конденсата Е-105;
- приемный сепаратор С-10 и конечный сепаратор С-11;
- сепаратор неочищенного газа С-101д;
- ребойлер Т-102/2.

Аналогично, предлагается создать оборотный фонд задвижек и приборов контроля температуры, давления и уровнемеров.

Также предлагается установка дополнительных узлов контроля скорости коррозии для непрерывного мониторинга состояния оборудования, которое подвергается воздействию коррозионно-опасной среды.

В результате предлагаемых мероприятий простой оборудования за весь трехлетний ремонтный цикл составят 13 дней, что на 8 дней меньше по сравнению с ежегодной остановкой на ППР продолжительностью 7 дней. Уменьшение количества сжигаемого попутного нефтяного газа составит около 1 млн. м³.

Оказание услуг УК ООО «ТМС групп» в части устранения замечаний выявленных после проведения ЭПБ на СК, ПЦ

Р.В. Рыжов, И.М. Гараев (НГДУ «Елховнефть»)

Сегодня большая часть добывающего фонда НГДУ «Елховнефть» эксплуатируется с помощью станков-качалок разных типов, в связи с чем, актуальна проблема оценки технического состояния и поддержания качалок в рабочем состоянии. Своевременное и качественное обследование станков-качалок, включая необходимые измерения и дефектоскопию, позволяет определить техническое состояние станка-качалки, дать заключение о пригодности к дальнейшей эксплуатации.

Для этих целей проводится ЭПБ. Экспертиза промышленной безопасности - оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение.

На объектах НГДУ «Елховнефть» услуги по проведению ЭПБ и устранению выявленных в результате экспертизы замечаний осуществляет УК ООО «ТМС групп». Часто возникает проблема нехватки трудовых ресурсов для своевременного устранения всех замечаний. В результате низкой оперативности устранения замечаний силами «ТМС групп» повышается аварийность СК и ПЦ. ОГМ НГДУ «Елховнефть» было предложено проводить ремонт и некоторые несложные работы своими силами, при помощи собственных сварочных бригад.

Между НГДУ «Елховнефть» и УК ООО «ТМС групп» заключается договор на оказание услуг, в котором прописываются вид работ и объем, обязанности сторон, также в договоре прописан регламент работ. УК ООО «ТМС групп» обеспечивает сварочные бригады НГДУ всеми необходимыми материалами и оплачивает выполненные работы, НГДУ отвечает за качество выполненных работ и отвечает за расходование ТМЦ по назначению.

Данное взаимодействие между НГДУ и «ТМС групп», в части устранения замечаний после проведения ЭПБ, оказалось довольно эффективным. Высвобождаются трудовые ресурсы «ТМС групп» для устранения более критичных замечаний, вследствие чего повышается общее количество устраненных нарушений. В свою очередь повышается

загруженность сварочных бригад НГДУ, что стало актуально с введением системы ЭВЖ. Также повышается оперативность выполнения работ. Всё это в совокупности снижает аварийность фонда СК и ПЦ. В связи с большим разбросом объектов по территории выполнение работ силами ЦДНГ позволяет снизить транспортные расходы, в итоге ремонт, произведенный на объекте своими сварочными бригадами, является дешевле аналогичного ремонта на данном объекте силами «ТМС групп». Ещё следует отметить, что оказание услуг «ТМС групп» является дополнительной прибылью для НГДУ.

В будущем номенклатуру работ в части оказания услуг можно расширить работами по приведению объектов к соответствию требованиям ПБ и ОТ.

Комплекс работ по использованию б/у труб МПТ с полиэтиленовой изоляцией

А.Г. Асмандияров (НГДУ «Джалильнефть»)

На объектах нефтедобычи часто сталкиваются с проблемой по монтажным работам водопроводов. Их укладка должна отвечать всем требованиям качества – надежности.

Цель данной работы это:

- сокращение эксплуатационных затрат;
- вторичное использование труб МПТ;
- качественная очистка труб от изоляции;
- использование торцевателя в полевых условиях.

В 2015 году подошел срок проведения технического диагностирования вертикальных резервуаров. Для этого было необходимо вывести их из действующей схемы. При отключении РВС №1 возникла проблема, на приеме водяных агрегатов не хватало воды.

Тогда поступило предложение построить временный дополнительный водовод от РВС-2 до линии агрегата №4 длиной 240 метров с тем чтобы исключить проблему нехватки воды. Также на Чишминских очистных сооружениях потребовался трубопровод длиной 800 метров с целью сброса воды с РВС на водо-насосную.

Основной проблемой стала очистка старых труб диаметром 273 мм, ранее использованных в системе ППД. Их толщина составляет 10-12 мм при длине 10 метров, но они не пригодны к дальнейшей эксплуатации в изначальном виде, поскольку при демонтажных работах и стыковке сварным швом внутри них образуется чулок из полиэтилена.

Для решения вышеизложенной проблемы мною было предложено изготовить устройство, которое состоит из небольшого отрезка трубы диаметром 219 мм и длиной 60

см, к одному концу которого приварен кругляк $\Phi 20$ мм в виде петли, а с другого конца нож в виде полумесяца, изготовленный из листовой рессоры автомобиля УАЗ, для прорезания внутренней изоляции.

С помощью двух соединенных штанг это приспособление проводится через МПТ с помощью буксира – трактора МТЗ-82. При этом на один конец очищаемой трубы монтируется хомут нужного диаметра заранее закрепленный на неподвижную опору в целях техники безопасности, чтобы исключить вероятность выскальзывания трубы. Данное устройство проходит через всю длину трубы и делает надрез на внутренней изоляции. После чего извлечь из трубы остатки этой изоляции не составит труда.

Далее после работ по очистке следуют подготовительные работы по стыковке сварным швом. Для качественной подгонки труб под сварочный шов используется торцеватель марки РЗ-PG (ISY). Для получения качественного провара снимается фаска с труб: она позволяет создать так называемую сварочную ванну, которая заполняется электродным металлом в процессе сварки. Торцеватель труб предназначен для выполнения операций торцевания, снятия наружных и внутренних фасок труб, а также для расточки внутреннего и наружного диаметров труб при сварке труб с разной толщиной стенки.

Агрегат РЗ-PG крепится на внутренней стенке трубы с помощью 3-х самоцентрирующихся кулачков.

Резцовые головки агрегата имеют несколько резцедержателей, что дает возможность установить несколько различных по назначению резцов и выполнять несколько операций одновременно.

Осевая подача резцовой головки осуществляется вручную, что позволяет контролировать режим резания. Все модели РЗ-PG могут выполняться с электрическим или пневматическим приводом.

Применение устройства для очистки б/у труб, а также мобильного комплекса состоящего из торцевателя и генератора на базе а/м УАЗ позволило:

- производить работы в полевых условиях, сокращая транспортные затраты на перевозку труб в базовые условия для дальнейшей подготовки;
- повысить производительность труда;
- улучшить условия труда и обеспечить безопасность при проведении ремонтных работ на нефтепромысловых трубопроводах.

Расчет экономической эффективности показал, что применение комплекса работ по обеспечению возможности вторичного использования б/у труб МПТ с полиэтиленовой изоляцией позволило сэкономить на покупке новых труб около 3,3 млн.руб.

Эксплуатационные затраты на весь комплекс рассматриваемых мероприятий составили 548 тыс.руб., в том числе на изготовление устройства - 4 тыс.руб., на прочистку труб - 470 тыс.руб., на торцевание труб - 74 тыс.руб.

Чистый дисконтированный доход на срок эффекта составил 2,6 млн.руб., индекс доходности - 3,7, срок окупаемости - в течение года.

Оптимизация процесса замены СППК на СРД и снижение затрат на тарирование предохранительной арматуры НГДУ

Д.В. Голышев, Л.М. Ахметзянов (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день планомерно ведется масштабная работа в рамках реализации программы по повышению производительности труда и оптимизации технологических процессов.

Одним из наиболее трудозатратных процессов является – тарирование предохранительной арматуры.

Эксплуатируются пружинные предохранительные клапаны в количестве 549 единиц, предназначенные для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов избыточным давлением, путём автоматического выпуска избытка жидкой, паро- и газообразной среды из систем и сосудов с давлением сверх установленного.



Рис.1. СППК

Предохранительные клапаны подлежат периодической проверке и должны быть испытаны на прочность, плотность, а также герметичность сальниковых соединений и уплотнительных поверхностей.

Тарирование клапанов производится в УК ООО «ТМС групп» силами ООО «Татнефть-РНО-МехСервис». Ежегодно в ЦДНГ производится 696 тарировок.

В процессе тарирования СППК возникают следующие проблемы:

- дороговизна испытания, ревизии;
- затраты на транспортировку;
- простой оборудования (оформление доверенности, снятие/установки заглушек);
- отсутствие возможности контроля за процессом испытания, ревизии со стороны заказчика.

Для решения вышеперечисленных проблем был приобретен стенд для настройки и регулировки предохранительных клапанов СНК-50/200 и установлен в ЦКППН-1.

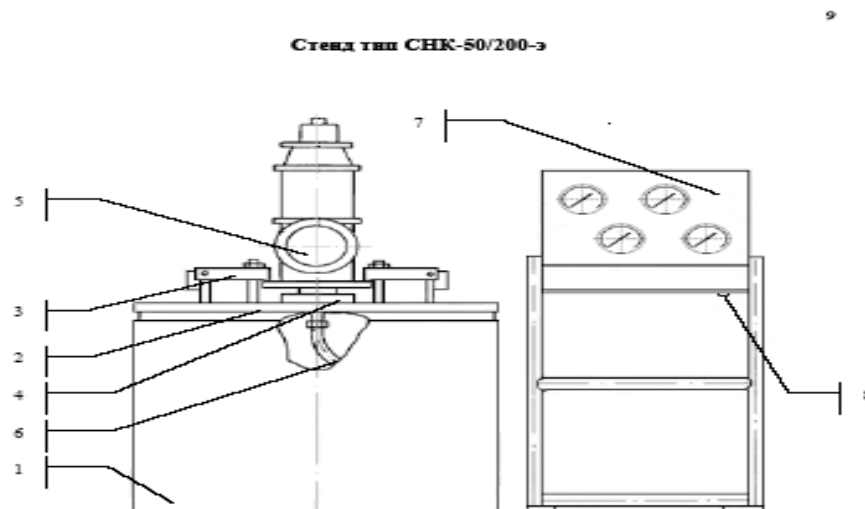


Рис.2. Стенд по тарированию СППК

- Оборудование заводского исполнения, соответствует требованиям ПБ и ОТ (наличие разрешения на применение и сертификата соответствия)
- Автоматический зажим клапана без использования гидроцилиндра
- Простота в обслуживании
- Надежность в работе
- Отсутствует влияние человеческого фактора на определение точного показания давления срабатывания
- Возможность регулировки и испытания клапанов на заданное давление
- Отсутствует необходимость в высокой квалификации обслуживающего персонала
- Компактность.

Экономический эффект достигается за счет сокращения затрат на тарировку и транспортировку СППК:

ЧДД = 2045 тыс. руб.,

Срок окупаемости – 2,35 лет,

ИДД – 1,84.

Внедрение данного стенда в НГДУ позволило достичь следующих результатов:

- 1) Оптимизация затрат на тарирование СППК;
- 2) Сокращение простоя оборудования (СРД);
- 3) Оптимизация затрат на транспортировку СППК.

Кроме того необходимо отметить, что данный стенд имеет сертификат соответствия и разрешение на его использование.

На основании вышеизложенного считаю целесообразным внедрение стенда для настройки и регулировки предохранительных клапанов СНК-50/200 на объектах ПАО "Татнефть".

Модернизация конструкции тормозной системы буровой лебедки МБУ Cardwell K-80

А.А. Галиев (ООО «УК «Татбурнефть»)

В составе ООО «УК «Татбурнефть» эксплуатируются две мобильные буровые установки Cardwell K-80 (первая МБУ - в буровой бригаде мастера Шешлянникова ОВ, ввод второй МБУ (после проведенного ремонта основного оборудования) планируется в ближайшее время в буровую бригаду мастера Петрова НИ).

Строительство скважин данными буровыми установками ведутся на месторождениях Республики Татарстан.

В связи с тем, что данными типами буровых установок ведутся строительства скважин методом бурения боковых и горизонтальных стволов, длина ствола бурения которых достигает 400 метров, период строительства скважин составляет порядка 20 дней, что позволяет выполнить годовой объем строительства по 14 скважин, каждой буровой бригадой работающей на МБУ Cardwell K-80.

В современной технологии строительства скважин, основной операцией являются – спуско-подъемные операции (СПО). Данную операцию проводят для смены долота, КНБК, спуска магнита, смена угла перекоса, спуска «хвостовика», и выполнение данной операции занимает до 50% от общего времени строительства скважины.

В зависимости от типа бурильного инструмента, вес бурильной колонны может достигать 55 тонн, что при условиях частого проведения СПО приводит к интенсивному износу талевого каната и механизмов тормозной системы буровой лебедки. Основным быстроизнашивающимся элементов тормозной системы буровой лебедки являются тормозные колодки. В составе тормозной системы они устанавливаются в количестве 20 штук. Тормозные колодки меняют по мере их износа (уменьшения их толщины). Период замены тормозных колодок на МБУ Cardwell K-80 составляет 1 раз в 6 месяцев.

В связи с отсутствием в конструкции МБУ Cardwell K-80 механизма охлаждения бандажей подъемного вала буровой лебедки, в летний период времени при проведении СПО происходит нагрев рабочей поверхности тормозных колодок, что в свою очередь снижает коэффициент трения между ними и бандажами, как следствие – снижение эффективности тормозной системы буровой лебедки в целом.

При перегреве тормозных колодок, буровая бригада вынуждена останавливать процесс СПО, и ожидать их охлаждения, что приводит к увеличению общего времени проведения СПО. С целью увеличения срока эксплуатации тормозных колодок, предлагается модернизировать конструкцию буровой лебедки, оснастив ее вспомогательным гидравлическим тормозом.

На валу, с противоположной стороны цепного редуктора привода буровой лебедки имеется цепное зубчатое колесо, с целью установки на вал механизма считывания числа оборотов. Данное устройство не установлено на одной из МБУ Cardwell, т.к. при строительстве скважин отсутствует острая необходимость в ее установке.

Будет произведен демонтаж ранее установленного цепного колеса, с целью установки на вал цепной передачи, соединенный с гидравлическим вспомогательным тормозом, путем передачи крутящего момента через шинно-пневматическую муфту.

Для установки на МБУ Cardwell K-80, идеально подойдет вспомогательный тормоз фирмы McKinney Machine, модель – 22CCW, устанавливаемые на МБУ Kremco K-100

Принцип работы гидравлического тормоза: после включения пневмораспределителя, расположенного на пульте бурильщика, включается муфта ШПМ, и одновременно поворотный затвор на питающей гидравлической линии вспомогательного тормоза. Жидкость попадая в рабочую полость вспомогательного тормоза создает сопротивление вращению ротора относительно статора, тем самым данное сопротивление передается на подъемный вал буровой лебедки путем цепной передачи. Вращение ротора относительно статора создает эффект насоса, тем самым перекачивая жидкость снова в бак. После отключения пневмораспределителя, за счет установленного на линии ШПМ пневморазрядника, происходит вытравливание воздуха из ШПМ, тем самым отсекая привод вспомогательного тормоза от подъемного вала буровой лебедки, а так же происходит закрытие поворотного затвора на питающей гидравлической линии. Установив в конструкцию тормозной системы буровой лебедки МБУ Cardwell K-80 гидравлический вспомогательный тормоз мы получим следующие преимущества:

- Значительно увеличим ресурс тормозных колодок буровой лебедки, а так же бандажей подъемного вала;

- Снизим время на СПО, за счет исключения необходимости прерывать данную операцию для ожидания охлаждения тормозных колодок;
- Снизится физическая нагрузка для бурильщика при СПО.

Выводы: Реализация данных мероприятий, направленных на модернизацию конструкции тормозной системы буровой лебедки, позволит увеличить ресурс тормозной системы буровой лебедки, в том числе – тормозных колодок, а так же сократить время на проведение СПО, ввиду отсутствия необходимости ожидания охлаждения тормозных колодок.

Использование торцовых уплотнений со вспомогательным плавающим щелевым уплотнением на насосных агрегатах марки GRUNDFOS NKG65-40-200/219

А.М. Галяутдинов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Одной из основных стратегических задач ПАО "Татнефть" является снижение затрат на обслуживание насосных агрегатов, за счет импортозамещения отечественным товаром.

Для перекачки обратной битумной воды с УПСВН «Ашальчи» на УППДВ «Ашальчи» в 2012 г. были смонтированы насосные агрегаты марки GRUNDFOS в количестве 4 единиц, которые введены в эксплуатацию в декабре 2013 года.

Насосы GRUNDFOS применяются в водоснабжении, промышленном повышении давления, промышленном транспортировке жидкостей и т.д. Насосы с односторонним всасыванием компании GRUNDFOS являются многоцелевыми насосами, которые подходят для различных назначений, требующих надежной и экономической подачи.

В связи со сложившейся экономической и политической ситуацией в Российской Федерации (введение санкций, падение курса рубля) произошел рост эксплуатационных затрат на приобретение расходных материалов и запасных частей, и как следствие назрела потребность в подборе аналогов материалов оборудования отечественного производства для нефтяной промышленности.

Во время эксплуатации насосов марки GRUNDFOS с существующими торцовыми уплотнениями выявилось ряд недостатков:

1. Выход из строя торцового уплотнения при работе на «сухую» в течении двух минут.
2. Риски срыва поставок
3. Высокая цена
4. Пропуск воды через торцовые уплотнения

Причинами оперативных заявок по «Пропуску воды через торцовые уплотнения» послужили:

- 4.1. Износ элементов торцового уплотнения;
- 4.2. Заклинивание подвижной втулки
- 4.3. Искривление и выход из строя трущейся пары

С целью улучшения сложившейся ситуации было принято решение о необходимости с целью снижения эксплуатационных затрат, заменить существующие импортные двойные торцовые уплотнения марки GRUNDFOS на отечественные.

Нами было предложено установка новых торцовых уплотнений со вспомогательным плавающим щелевым уплотнением

Благодаря конфигурации плавающего щелевого уплотнения достигается постоянная промывка уплотнения с ограниченным расходом в сторону перекачиваемого продукта (сточная вода), что приводит к следующим преимуществам в эксплуатации:

1. Предотвращение кристаллизации продукта в зоне трущихся пар и динамического резинового кольца.
2. Предотвращение химического воздействия на компоненты торцового уплотнения – резиновые вторичные уплотнения, пары трения, пружины.
3. Предотвращения вскипания продукта в зоне трущихся пар.
4. Оптимальный стабильный теплоотвод от трущихся пар.

Так же в торцовых уплотнениях реализуется подвод чистой промывочной жидкости в сальниковую камеру от внешнего источника. Отличительными особенностями данного плана является:

- Обеспечение необходимой разности давлений;
- Непрерывная подача жидкости от внешнего источника.

Конфигурация, профиль и материальное исполнение плавающего щелевого уплотнения были подобраны на основании моделирования и расчетов, и подтверждены стендовыми испытаниями.

Преимуществами отечественных торцовых уплотнений являются:

1. Импортозамещение (поддержка отечественного товаропроизводителя)
2. Низкая стоимость
3. Наличие газовой фазы в продукте (работа на «сухую»): алмаз-графитовое покрытие пар трения позволяет работать на «сухую» до 30 минут без перегрева и износа.
4. Осевые перемещения ротора насоса (до 4 мм) компенсируются специальной конструкцией обода и пружинами из специального сплава.

5. Конфигурация пар трения рассчитана на компьютере Методом Конечных Элементов (МКЭ) для минимальных искривлений от действия давления и температуры: таким образом, достигается их плоскопараллельная работа во всем диапазоне рабочих параметров, минимальные протечки и высокая надежность.

Экономический эффект от использования модернизированных торцовых уплотнений составил 3721,645 тыс.рублей в год.

Оптимизация затрат при эксплуатации низкодебитных скважин

Р.З. Кабиров (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время в ПАО "Татнефть" осуществляется освоение низко-дебитного и бездействующего фонда скважин с максимальным объемом добываемой жидкости до 5м3/сут., наблюдается ежегодно рост таких скважин (Рисунок1). Добыча нефти приводами ШГН по стандартным техническим характеристикам, применяемых в настоящее время на общем фонде скважин, экономически не целесообразна, в виду их дороговизны и наличия высокого запаса прочности.

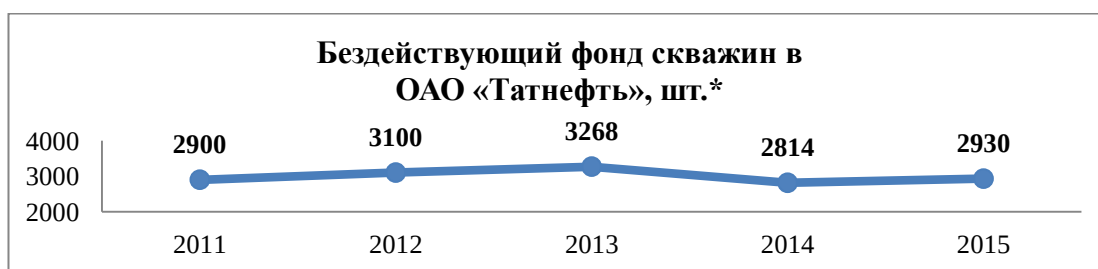


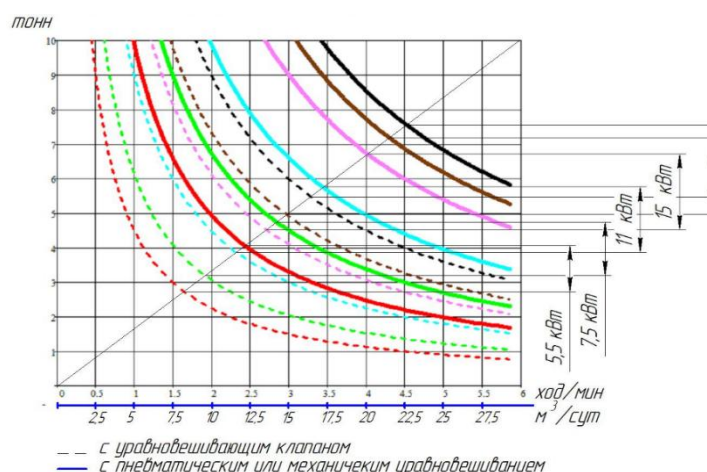
Рисунок 1. Бездействующий фонд скважин в ПАО "Татнефть" по годам

**-По данным газеты «НГ-Энергия», выпуск №5 от 13.05.2014г. стр.№ 15.*

Добыча нефти традиционными методами становится экономически не выгодна. Нефтяным компаниям приходится прибегать к нестандартным методам добычи для сокращения затрат на тонну добытой нефти. Практика показывает, что при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки, уменьшение дополнительных затрат можно добиться путем внедрения новой техники и технологии.

Проанализировав существующую конструкцию гидропривода, выявили, что при эксплуатации скважины с суточной добычей нефти менее 5м3/сут., система пневмо-аккумулирования энергии работает, передавая чрезмерно высокую мощность для подъёма колонны штанг и плунжера ШГН. Работа гидропривода представлена в виде графика (Рисунок 1), из которого видно, что с использованием электродвигателя мощностью 5,5 кВт и наличием системы пневмо-аккумулирования, гидропривод способен эксплуатировать ШГН с дебитом скважин до 25 м3/сут.

Максимальный дебит низко продуктивных скважин не более 5 м³/сут., следовательно, применение гидропривода с запасом мощности экономически не целесообразно. Основываясь на расчет, принято решение об оптимизации конструкции ГП с адаптированием его под низко дебитный фонд- выполнены следующие изменения, повлекшие экономию: исключение системы пневмо-аккумулирования энергии и системы пневмо-уравновешивания, замена аксиально-поршневого насоса, автоматически подстраиваемого под создаваемую нагрузку на колонне штанг на шестеренчатый с постоянным давлением, отказ от дорогостоящего СУ СКАД, снижение металлоёмкости конструкции, добавление в схему дополнительных клапанов распределения давления, создаваемого шестеренчатым насосом (Механизмом уравновешивания будет служить шестеренчатый насос в сборе с клапанами распределения давления).



$$H_{111}(Q_1) = \frac{\left(\frac{N_1}{Q_1} - 612 \cdot 0.8 \right) \cdot S_{\text{эф1}}}{1000}$$

$H_{111}(Q_1)$ - нагрузка;

Q_1 - расход насоса г/привода;

N_1 - мощность ЭД;

$S_{\text{эф1}}$ - эффективная площадь силового гидроци

Расход плунжерного насоса

$$Q = \frac{V}{n} + 60 \cdot 24$$

V - объем плунжерного насоса;

n - количество циклов.

Рисунок 1. График подбора характеристик гидропривода

Однако, отказ от пневматической системы, влечет за собой исключение возможности уравновешивания колонны штанг. Решением этой проблемы явилось разработка, не имеющих аналогов, системы гидравлического уравновешивания, в состав которой входит: шестеренчатый насос с постоянным создаваемым рабочим давлением и клапанами распределения давления.

Сравнив показатели модернизированного гидропривода и ПЦ-30, выявили что новый гидропривод по эксплуатационным и ценовым характеристикам не только соответствует, но и имеет ряд преимуществ, присуще гидроприводам

На разработку оформлено рационализаторское предложение и подана заявка на патент.

Экономический эффект для ПАО "Татнефть" от внедрения данного гидропривода составит более 8-х миллионов рублей в год, за счет снижения стоимости изготовления ГП

с 1700 тыс. руб. до 450 тыс. руб., соответственно и стоимости аренды, а также вывода из консервации неэксплуатируемого фонда скважин.

Возврат в эксплуатацию отбракованных НКТ методом лазерной сварки

В.Ю. Манаков (УК ООО «ТМС групп»)

Одним из наиболее приоритетных направлений развития любого предприятия является всемерное сокращение производственных затрат. Такая работа должна вестись планомерно, последовательно и постоянно.

На нашем предприятии основным видом оказываемых услуг является ремонт и диагностика ГНО, проблеме вторичного применения продукции, ранее ушедшей в брак, отводится самое серьёзное внимание. За 2014 год в цехах в общем, отбраковано порядка 180 000 НКТ.

Проанализировав причины отбраковки можно сделать вывод, что практически 60% НКТ отбраковываются по результатам их дефектоскопии.

Согласно технологическому процессу при ремонте и диагностике НКТ, трубы с длиной менее 5,5 м. должны отбраковываться. В количественном выражении это составляет порядка 115 тыс. труб в год.

Таким образом, НКТ с годными участками вместе с браком сдаются в металлолом. Согласно аналитике и предполагаемо прогнозу доля таких труб составляет более 50 %. При усредненной длине годного участка равного 3,5 метра – годовое кол-во отбраковки таких участков составит более 230 км. А это, для сравнения, расстояние от нас до Казани. Такое большое количество фактически годной, но не соответствующей техническим нормам продукции, которая списывается и отправляется в металлолом, приводит к увеличению затрат на восполнение основного фонда НКТ (закупка новых труб взамен отбракованных). А это весьма существенные затраты, и снизить их – одна из проблем, настоятельно требующих своего решения.

Руководством предприятия была поставлена конкретная задача по определению эффективного способа возврата в эксплуатацию годных участков труб. Как это сделать? Вот вопрос, на который необходимо было найти ответ специалистам Управляемого общества. Чтобы добиться необходимой длины НКТ надо соединить части коротких по длине труб. Если сформулировать точные критерии приемлемого решения данной проблемы, то они должны быть такими: быстрота выполнения соединения, гарантированное качество, технологичность процесса. Одним из методов был рассмотрен способ соединения данных труб при помощи муфт. Что же выяснилось? Выполнение

операции по изготовлению одной трубы из укороченных участков таким методом потребует не менее 12-ти минут. Отсутствует возможность их повторной диагностики. К тому же существует риск создания дополнительных трудностей при СПО. Возрастают дополнительные затраты на закупку муфт, соединительного герметика и технологического оборудования (в данном случае муфтодоверточный станок с реверсом).

Предлагается использовать более эффективный способ соединения годных участков НКТ при помощи лазерной сварки. Высокая скорость соединения (1 стык примерно 20 сек), низкая трудоёмкость создают возможности повторного применения НКТ, восстановленных таким образом.

Качество повторного соединения обусловлено успешными результатами испытаний участков труб обсадной колонны, также соединённых при помощи лазерной сварки. Соответствующие проверки проводились в «КАИ-Лазер».

На нашем предприятии инициирован проект, в рамках которого будут проводиться исследования вышеуказанной технологии на предмет возможности её применения. Планируется испытание образцов, организация отдельного участка, настройка технологического процесса.

Эффект от внедрения данной инновационной технологии может составить более 15 млн. руб. за счёт возврата в эксплуатацию отбракованных НКТ и сокращения затрат на покупку новых. На данную технологию оформлено рационализаторское предложение и подана заявка на патент в которых я являюсь одним из авторов.

Перспективы внедрения данной технологии в нашей компании: позволят повысить ее клиентоориентированность за счет внедрения передовых ресурсосберегающих технологий. Помимо этого внедрение данной технологии сократит затраты на восполнение оборотного фонда. В итоге это безусловно повлияет на конкурентоспособность на рынке нефтесервиса.

«Технологии КАИ-Лазер следует презентовать по всей России, активнее использовать их могут татарстанские предприятия, внедряющие у себя передовые лазерные технологии!». Эти слова, сказанные Президентом Республики Татарстан Рустамом Миннихановым, были восприняты нами не просто как пожелание, а как руководство к действию и как возможность найти применение этим передовым технологиям в своей работе.

Устройство по автоматическому стравливанию газов на насосах перекачки ДНС, ГЗНУ

И.А. Идиатуллин, И.Н. Гарипов (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день при эксплуатации насосов ЦНС на ДНС и ГЗНУ существует 2 основные проблемы:

- Выход из строя узлов и торцевых уплотнений на насосах ЦНС по причине газового фактора;
- Необходимость непрерывного контроля за оборудованием обслуживающим персоналом по стравливанию газа.

Наличие газового фактора на насосе ЦНС выше эксплуатационных характеристик приводит к преждевременному выходу из строя насоса. Дополнительно, воздействие газового фактора приводит к таким скрытым потерям как:

- Увеличение удельного потребления эл.энергии;
- Снижение надежности работы оборудования;
- Снижение межремонтного периода оборудования;
- Увеличение затрат на капитальный ремонт оборудования.
- Цели и задачи данной работы являются:
- Предотвращение выхода из строя насосов и торцевых уплотнений;
- Отсутствие необходимости в постоянном мониторинге оборудования обслуживающим персоналом по отсутствию газа;
- Повышение надежности работы оборудования;
- Увеличение межремонтного периода оборудования;
- Снижение затрат на капитальный ремонт оборудования.

В целях достижения поставленной цели нами составлено и утверждено техническое задание на разработку устройства по автоматическому стравливанию газов на насосах перекачки и фильтров установленные на приеме насосов (Рис.1).

В данном техническом задании учтены следующие основные моменты:

1. Обеспечение стравливания газов с насоса в закрытую систему дренирования;
2. Соответствие взрыво-пожаробезопасной группе А/2;
3. Наличие разрешительной документации и паспортов на оборудование;
4. Стравливание газов обеспечить автоматически механизированным способом;
5. Конструкция и масса устройства не должно требовать дополнительных упоров;
6. Максимальное рабочее давление устройства 4МПа.

Корпус воздухоотводчика состоит из двух латунных никелированных деталей 1 и 2, соединенных между собою на резьбе с уплотнительным кольцом из EPDM 10. Внутри корпуса свободно перемещается полипропиленовый поплавок 3, который своей скобой воздействует на держатель золотника 5. При осушении колбы корпуса поплавок 3 опускается, воздействуя на держатель 5. При этом золотник 6 открывает калиброванное (1,5мм) отверстие жиклера 4. Благодаря внутреннему давлению транспортируемой среды воздух или газы, скопившиеся в колбе по каналу жиклера 4, удаляются наружу. Пробка 9 при поставке находится в закрытом положении, чтобы пыль и грязь не могли проникнуть в корпус.

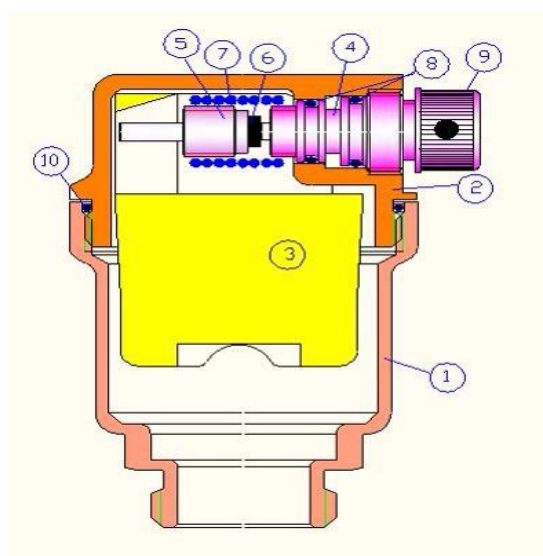


Рис. №1 Устройство для стравливания газов

Применение данного технического решения позволит достичь следующих результатов:

- Автоматизация процесса стравливания газа с насосов;
- Повышение надежности оборудования;
- Увеличение межремонтного периода насосного оборудования;
- Увеличение межремонтного периода оборудования;
- Снижение затрат на капитальный ремонт оборудования;
- Увеличение КПД;
- Снижение удельного потребления электроэнергии;
- Сокращение затрат на спецтехнику.

Данное устройство соответствует требованиям и имеет декларацию на соответствие. Экономическая эффективность применения данного устройства составит до 250тыс.руб.

Стенд обкатки цементирующего насоса в условиях ООО «ЛУТР»

А.С. Мусеев (ООО «УК «Татбурнефть»)

В ООО «ЛУТР» эксплуатируется 59 цементирующих агрегатов с поршневыми насосами типа НЦ-320 аналог насоса 9Т.

При эксплуатации цементирующего агрегата более чем 2500 часов работы и выходов насосов из строя, необходимо производить ремонт и замену деталей насоса.

В условиях ремонтно-механической мастерской ООО «ЛУТР» организован участок по ремонту и замены деталей насосов НЦ-320 с полной разборкой насоса, дефектовкой деталей и узлов, сборкой насоса регулировкой и обкаткой.

Для проверки работоспособности и установленных характеристик отремонтированный насос необходимо испытать.

Предлагаем изготовить стенд для обкатки, проверки работоспособности насоса.

Изготавливаем раму из двух швеллеров крепим к основанию залитому в бетонный пол, на него монтируем двигатель внутреннего сгорания ЯМЗ 238 и коробку перемены передач.

Монтируем систему удаления выхлопных газов.

Изготавливаем подставку для крепления насоса на швеллерах.

Привод насоса НЦ-320 осуществляется от ДВС ЯМЗ-238 с помощью карданного вала.

Все закрываем защитной конструкцией из сетки рабицы.

Для набора воды и циркуляции используем мерную емкость ЦА-320

Конструкция стенда позволяет производить проверку работоспособности насоса после произведенного ремонта с изменением нагрузки согласно паспортных характеристик насоса.

Порядок испытания насосов проводится в следующем порядке.

В течении 10 минут испытания проводятся без нагрузки.

Последующие 10 мин. испытания проводятся для насоса установленными втулками 127мм до 20 кгс/см² для 115 мм. до 25 кгс/см².

Доводим давление до 180 кгс/см². в течении 10 минут для втулок 127мм. Для втулок 115мм до 220 кгс/см².

Данное испытание позволяет осуществлять контроль за отсутствием посторонних шумов и стуков, ненормальных вибраций, за температурой подшипников.

Проверкой осевого разбега и свободного вращения вала, проверку работы клапанов, запорной арматуры.

Время работы насоса фиксируется по установленному счетчику моточасов.

Проверка температуры масла производится с помощью датчика температуры, установленного в нижней части картера станины, который подсоединен к указателю температуры масла.

Стенд позволяет выявлять недостатки в ремонте, качестве поставляемых запасных частей, проверить герметичность гидравлической части насоса перед монтажом насоса на цементируемый агрегат и соединение всех трубопроводов. Проверить надежность системы смазки. Увеличить производительное время использования цементируемого агрегата.

Для существующего парка агрегатов в филиалах ООО «ЛУТР» находящихся в других городах республики Татарстан г. Нурлат, г.Елабуга, г.Азнакаево г.Альметьевск, г.Бавлы организация централизованного ремонта насосов позволяет производить оперативную замену неисправных насосов на отремонтированные для любого филиала предприятия. Следствием централизованного ремонта является сокращение простоя техники в ремонте.

В РММ после проведения обкатки, делается отметка о проведенном ремонте в технический паспорт в бумажном и электронном варианте. Все изменения и номера, установленных насосов на агрегаты отражаются в паспорте на цементируемый агрегат.

Экономический эффект от организации ремонта насосов НЦ-320 и обкатки в ООО «ЛУТР» составляет 29 352 рублей в год.

Изменение системы ревизии труб

И.И. Шайдуллин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В настоящее время во всех направлениях ведутся работы по снижению затрат. В целях достижения поставленной задачи мы произвели анализ затрат трубной базы и провели мероприятия направленные на снижение затрат без потери качества.

Одним из таких проблемных моментов является большие транспортные и трудовые затраты на подготовку и обеспечение бригад трубами НКТ для ГРП. С целью определения возможности изменения ситуации мы провели анализ ревизии труб НКТ для ГРП на базе и выяснили, что количество отбракованных труб крайне мало и выявленные дефекты с успехом могут быть определены на скважине бригадой КРС.

Ранее завоз труб для каждой скважины осуществлялся с ревизией на базе. Но выяснив степень надежности труб, мы разработали регламент, который позволил нам осуществлять «переброску» труб с одной скважины на другую минуя базы, с

промежуточной ревизией на скважине, на протяжении 8 спуско-подъемных операций. Ревизию труб бригады КРС для технологических труб осуществляли и ранее, поэтому проведение отдельной подготовки не требуется.

Изменение данной системы позволило снизить количество перевозок одного комплекта за 1 цикл из 8 скважин с 16 рейсов до 9.

Помимо снижения транспортных затрат мы снизили и трудовые так, как пропала необходимость проведения ревизии и погрузочно-разгрузочных работ на протяжении 7 СПО. В результате провели оптимизацию численности и высвободили двух грузчиков базы, переведя их на другие участки нашего цеха взамен работников ушедших на пенсию.

Следующим моментом, заслуживающим внимания, стало снижение выгрузки на 3 часа, за цикл из восьми скважин. При погрузке на базе трубы укомплектовываются по 30 труб, в соответствии с грузоподъемности кран балки, а у кран-манипулятора грузоподъемность 10 труб – поэтому при выгрузке приходилось складывать стрелу, делить, производить строповку груза и выгружать, после снова делить. При «переброске», укладывая трубы штанговым по 10 штук, грузчик производит деление во время погрузки попутно.

Вторым большим мероприятием стало изменение регламента проведения дефектоскопии буровых труб (БТ). Ранее УЗД БТ проводилось для всех труб раз в год, а теперь диагностику тела труб необходимо проводить для БТ применяемых при ССМД и ЗБС с периодичностью раз в 3 года. При капитальном ремонте скважин (КРС), ликвидации внутрискважинных осложнений (ЛВСО):

Для ведущих буровых труб (замок, резьба) – 1 раз в год. Для буровых труб, утяжеленных буровых труб визуальный и измерительный контроль на участке сервиса труб. Ремонт труб производить по фактическому состоянию, по результатам диагностики и визуально-измерительного контроля.

Основными причинами изменения стали:

- проведение УЗД, замена отбракованных БТ на новые несут значительные затраты.
- проведение УЗД дает гарантию лишь на момент диагностирования, и даже после проведения УЗД БТ были случаи их слома.

В заключении хочу отметить, что работа заключалась не в отказе от проведения ревизий, а в создании условий, контроле производственного процесса, которые позволили бы этого добиться.

Экономический эффект достигается за счет оптимизации численности, снижения транспортных затрат, потерей необходимости столь частого проведения УЗД и покупкой новых БТ, и составит более 30 миллиона рублей в год.

Реставрация подшипников ротора ПЭД

А.М.Назмеев (ООО «УК «Система-Сервис»)

Основной деятельностью нашего цеха является ремонт и изготовление погружных электродвигателей (ПЭД). Конструкция погружного электродвигателя включает в себя ротор, статор и концевые детали в виде головки ЭД и основания.

За годы освоения ремонта погружных электродвигателей у ООО «РИНПО» накопился солидный опыт. ООО «РИНПО» активно внедряет проектное управление для решения возникающих проблем. Например, существовала следующая проблема:

- 1) Большое количество отбраковок подшипника ротора ПЭД
- 2) Завышенные затраты на закупку новых подшипников ротора ПЭД

Для решения данной проблемы были сформулированы следующие цели:

1. Определить основную причину отбраковки подшипников
2. Разработать необходимую оснастку для реставрации подшипников
3. Организовать рабочее место для реставрации подшипников
4. Организовать учет отбраковки подшипников
5. Снизить затраты на закупку подшипников на 10%

Анализ отбраковки подшипников ротора показал, что в большинстве случаев, подшипник отбраковывался по причине занижения размера-вылета стопора подшипника из-за *шлифовки на токарном станке*. Шлифовка на токарном станке производилась с целью очистки от остатков грязи, нефтепродуктов и сухого масла. Далее был произведен учет отбраковки подшипников. Среднее количество отбраковок в месяц составило 600 штук.

Алгоритм реставрации подшипников включает три операции:

- 1) Это снятие стопора и пружины
- 2) Установка нового стопора и при необходимости новой пружины
- 3) И проверка годности подшипника контролером СКК

На данном слайде продемонстрирован процесс снятия стопора с помощью разработанной и изготовленной в цехе оснастки. Конструкция оснастки позволяет легко снять стопор и пружину, при этом, не повреждая корпус подшипника.

Далее производится установка новых пружин и стопоров и проверка годности калибром-скобой. Проверяется каждый подшипник независимо от их количества в партии. Проведение реставрации подшипников рассматривалось как собственными силами, так и в специализированных организациях занимающихся изготовлением данных подшипников. С целью сравнения затрат на установку стопоров и пружин в нашей и в сторонней

организации был произведен экономический расчет, который показал, что установка стопоров в сторонней организации обходится дешевле на сумму 441721 руб./год, так как от ООО «РИНПО» полностью отсутствуют трудовые и материальные затраты.

Экономический расчет был произведен на основании полученного предложения от ЗАО «КаМЗ» о возможности установки стопоров и пружин по цене 21,91 руб. без НДС за один подшипник.

После снятия стопоров и пружин, промывки и контроля наружной поверхности калибром-скобой корпуса подшипников упаковываются в специальные тары и отправляются в стороннюю организацию для установки стопоров и пружин.

Ожидаемый экономический эффект от реставрации 7200 подшипников ротора ПЭД составляет 1 543 560 руб./год.

По данной работе автором написано и внедрено рационализаторское предложение.

Использование ротационного насоса при приёме и отпуске химических продуктов

Р.Р. Миннеханов, А.М. Зарипова (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Прием и отгрузка химических реагентов в ООО «Татнефть-ХимСервис» осуществляется на участке №2 цеха производства химпродуктов. Ежегодный оборот приема и отгрузки с железнодорожных цистерн составляет более 35 тысяч тонн около 20 различных наименований химических реагентов.

В период высокой конкуренции необходимо постоянно осваивать новые технологии производства. Оптимизация затрат и снижение себестоимости является наиболее важным фактором эффективного развития.

Объектом внимания в данной работе является поиск путей снижения затрат и времени на прием и отгрузку химических реагентов. Для достижения этой цели необходимо оптимизировать цепочку используемого технологического оборудования и обеспечить экономически выгодный процесс приема/отгрузки химических реагентов.

В данной работе рассматривается процесс приема с железнодорожных цистерн следующих реагентов: жидкого стекла, едкого натра и хлористого кальция. За рабочую смену объем указанных перекачиваемых химреагентов достигает 100 т. Перекачка осуществляется шестеренчатыми насосами типа Ш80 и химическими центробежными насосами типа Х80, установленными в производственном корпусе №4 в емкости хранения, откуда производится налив в автоцистерны.

Данная схема организации работ имеет ряд недостатков:

- уплотнения насосов не позволяют обеспечить полную герметичность перекачиваемых продуктов;

- необходим постоянный подвод затворной нейтральной жидкости в двойное торцевое уплотнение насосов;

- для каждого из 3-х перекачиваемых реагентов используется отдельный насосный агрегат;

- попадая в уплотнительные элементы шестеренчатого насоса, жидкое стекло затвердевает, что может привести к поломке.

А в общем итоге это приводит к повышенным затратам на прием и отпуск реагентов.

Для обеспечения производства работ по перекачке жидкого стекла, едкого натра и хлористого кальция одним насосом, обеспечения безопасных условий труда, сокращения затрат на текущий и капитальный ремонт насосов предлагается установить универсальный самовсасывающий ротационный насосный агрегат VOGELSANG.

Данный насос имеет ряд преимуществ:

- высокая химическая устойчивость;
- стойкость к «сухому ходу», т.е. не требуется подвод затворной жидкости к уплотнению;

- не требуется подпор жидкости;

- конструкция насоса защищена от гидравлических пульсаций;

- одностороннее расположение подшипников и наличие третьего ряда подшипников облегчает их обслуживание и защищает от износа;

- картриджный уплотнительный блок с силиконовой прокладкой круглого сечения в тефлоновой оболочке, обеспечивает герметизацию насоса и защищает от утечек хим. продукта.

Экономическая эффективность данного проекта складывается из сокращения количества используемых насосов для перекачки реагентов, затрат на проведение обслуживаний и ремонтов, энергопотребления.

С учетом капитальных вложений в размере 909 тыс. руб., экономический эффект составит 470 тыс. руб. за первый год использования.

Насос VOGELSANG внедрен в производство и уже показал свою эффективность.

Внедрение позволило:

- исключить потери химических реагентов в ПК-4;

- повысить производительности труда;

- обеспечить безопасные условия труда при проведении сливо-наливных работ,

- снизить вышеуказанные затраты.

Личным вкладом в данную работу является анализ рынка существующего насосного оборудования для производства химпродуктов; подбор насосного оборудования под условия нашего предприятия, расчет изменения затрат и экономической эффективности.

Сокращение затрат путем внедрения бережливой логистики

Э.И. Фахрутдинова (БМЗ ПАО "Татнефть")

В настоящее время все предприятия, работающие по традиционной схеме, устроены по принципу выталкивающей системы. Это привычная практика давать график работы сверх возможного для каждого производственного участка, исходя из общего плана. Каждый производственный участок стремится сам по себе достичь установленных показателей – нужен, не нужен соседнему участку на данном этапе времени продукт, он выталкивается на следующий этап обработки. Кроме того, если не организован поточный метод (сделал одну деталь – передай по линии), а продукт обрабатывается партиями, время на создание единицы продукта, в зависимости от величины партии, увеличивается в геометрической прогрессии. Идеология производства без потерь включает в себя множество аспектов, важнейшим из которых можно считать организацию вытягивающей системы при помощи инструмента Kanban, при которой клиент сам вытягивает нужный ему продукт, точно, во время и в таком количестве, которое ему требуется.

В 2013 г. службой по развитию производственных систем были проведены фотографии рабочего дня транспортировщика, на основании которых было выявлено, что его работа составляет 53%, а остальные 47% - потери (излишние перемещения, транспортировка, ожидания, поиск деталей). Также был проведен анализ общей эффективности процесса, который показал, что эффективность процесса на сборке ПЦ-80 составляет менее 60%.

Анализ эффективности процесса способствовал открытию на БМЗ проекта «Организация вытягивающего потока производства цепных приводов ПЦ-80 и ПЦ-60». В ходе реализации проекта были разработаны супермаркеты по всему потоку изготовления ПЦ-80, комплекты специализированных тар (машинокомплекты), регламенты управления незавершенным производством, карточные и тарные «Канбаны», схема функционирования карточного и тарного «Канбана», расчёт количества карточек «Канбан», построена модель вытягивающей системы. Также была произведена перепланировка пролетов корпуса нефтеаппаратурных цехов, с целью выстраивания потока производства ПЦ-80, ПЦ-60.

Вытягивающая система супермаркета представляет собой склад, в котором хранится регламентированный объем изготавливаемой на этой стадии продукции. Количество продукции, которое необходимо произвести, определяется количеством изъятых со склада (супермаркета) деталей. Это обеспечивается передачей информации об использованном количестве товара от процесса - потребителя к процессу – поставщику с помощью карточек «канбан», указывающих наименование и количество деталей, адреса «потребителя» и «поставщика». Разработанный алгоритм расчёта количества карточек «канбан» позволяет проводить оперативный пересчёт при изменении спроса на цепные приводы.

Для определения загрузки персонала и расчета времени цикла изготовления ПЦ-80 была проведена стандартизированная работа, которая включила в себя следующие операции: хронометраж на сборочных участках сборки ПЦ-80 цеха №1 и на токарных операциях (детали ПЦ-80) в цеха №5, заполнение 146 карт стандартизированной работы; проведена аналитическая обработка на основе набора карт стандартизированной работы с уточнёнными временными циклами и построена модель запуска в производство 10 единиц узлов для производства цепных приводов ПЦ-80 в месяц; выравнивание загрузки операторов, выстраивание перспективной загрузки работников участка сборки узлов для цепных приводов ПЦ-80 из расчёта имеющегося временного ресурса в одну смену.

Построенная модель запуска в производство 10 единиц узлов для производства цепных приводов ПЦ-80 в месяц и загрузка рабочих участка сборки узлов позволяет при заполнении потока расчётным количеством НЗП подготовить цепной привод к отгрузке за 5 рабочих дней, а при его отсутствии – только через 26 рабочих дней.

Организация вытягивающего производства цепных приводов значительно упрощает управление и координацию работ причастных цехов, позволяет организовать изготовление и отгрузку приводов точно по графику, а также ликвидирует простои персонала по причине отсутствия комплектующих.

Данный проект позволил сократить транспортные затраты в 2014г. на 525 тыс. рублей, трудозатраты на изготовление узлов одного цепного привода ПЦ – 80 на 11 433,2 рубля, что составляет при годовой программе 2014 года - 128 приводов и, следовательно, экономия в денежном выражении 1 463 449,6 рублей; высвободить производственные площади, занятых под производство цепных приводов, на 5184 квадратных метров, что экономит 8 257 921,51 рублей.

Развитие гидроприводов «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN» – новые возможности применения

Д.Ю. Самойлов (ООО «ГБТ»), Д.В. Пищаев (НГДУ «Лениногорскнефть»), Р.Н. Валиулин (УК ООО «TMC групп»)

На сегодняшний день во многих нефтяных компаниях внедряются на скважинах и проходят опытную эксплуатацию гидроприводы ШГН различных конструкций и производителей. Так в ПАО "Татнефть" применяются гидроприводы производства УК ООО «TMC групп». Данные приводы имеют ряд технологических преимуществ по сравнению с обычными станками-качалками, однако гидроприводы ШГН до 2014 г. имели лишь базовые функции автоматизации по месту (контроль давления в гидросистеме, контроль уровня масла в баке, температуры масла и др.).

Для совершенствования системы автоматизации гидропривода ШГН «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN» и подключения его к АСУТП нефтяного промысла в 2014 г. ООО «Татинтек» при взаимодействии с УК ООО «TMC групп» провело НИОКР по теме: «Разработка схемы автоматизации и исследование параметров управления ШГН на скважинах, оснащенных гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN».

Основными целями НИОКР были:

- обеспечение функций контроля и управления скважиной, оснащенной гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN»;
- обеспечение нестационарного режима работы скважины с помощью ГП ШГН, т.е. получение для гидропривода нового потребительского качества;
- исследование альтернативного варианта контроля состояния скважины с применением датчика давления в гидроцилиндре.

По завершению НИОКР были получены следующие результаты:

1. Разработаны схемы автоматизации скважин, оснащенных гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN».
2. Разработан и изготовлен опытный образец станции управления гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN», предназначенной для реализации нестационарного режима работы скважины и обеспечения канала передачи данных на верхний уровень АСУТП. Станция управления имеет интерфейсы для подключения ГИК, поточного влагомера и других средств КИПиА.
3. Проведена проверка работоспособности опытного образца станции управления ГП ШГН в промысловых условиях на скважине №17502 НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО "Татнефть". Станция управления подтвердила свою работоспособность в промысловых условиях в зимний период.

4. Проведено исследование возможности применения гидропривода «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN» для реализации нестационарного режима работы скважины. Гидропривод «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN» под управлением станции управления ООО «Татинтек» применим для реализации нестационарного режима работы скважины с целью увеличения нефтеизвлечения.

5. Проведено исследование возможности построения динамограммы работы насоса на скважине, оснащенной гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN», с помощью датчика давления в силовом гидроцилиндре. Были получены динамограммы работы ШГН с помощью датчика давления в гидроцилиндре и контроллера «Стандарт-08.УЗЭП», которые сравнивались с показаниями переносного накладного динамографа.

Применение контроллера «Стандарт-08.УЗЭП» и датчика давления в силовом гидроцилиндре для приблизительной оценки состояния насоса и измерения максимальной и минимальной нагрузок является целесообразным на скважинах, оснащенных гидроприводом «ПШСНГ-80-4,0 «TMC POWER MAN». Для этого требуется только оснащение ГП ШГН датчиком давления в гидроцилиндре. Относительная погрешность определения максимальной нагрузки по динамограмме, построенной с помощью датчика давления, не превышает 2%. При этом передача динамограмм, построенных с помощью датчика давления в силовом гидроцилиндре, может осуществляться в автоматическом режиме с применением стандартного оборудования ГП ШГН.

Внедрение многофазного электронасосного агрегата гелико-осевого типа ГНА 125-135 для перекачки газожидкостных смесей продукции скважин

Р.Р. Хисамов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Многофазные насосы появились в результате научно-исследовательской программы «Посейдон» в 80-х гг. прошлого века. Они позволяют создавать на месторождениях меньшие по размеру и более простые в эксплуатации установки. Интерес к многофазной перекачке вызван, прежде всего, потребностью в экономически выгодных производственных системах. Это особенно важно для малорентабельных или истощающихся месторождений.

На данный момент существует проблема и это - повышенное давление на устье скважин ЦДНГ-2, что затрудняет добычу газожидкостной смеси, большое энергопотребление на добычу 1 тонны нефти и винтовые насосы которые применяются в настоящее время, имеют низкую надежность и высокую стоимость ремонта.

Многофазный насосный агрегат (МФНА) гелико-осевого типа ГНА 125-135 предназначен для перекачки продукции нефтяных скважин с объемным содержанием свободного газа до 95%.

Насосный агрегат состоит из следующих основных узлов: насоса, приводимого в действие электродвигателем через упругую компенсирующую муфту; двухконтурного радиатора, служащего для охлаждения жидкости в циркулирующей системе смазки и системе затворной жидкости.

Конструкция насоса разработана с учетом создания на одной корпусной базе ряда насосов путем изменения количества ступеней. В нашем насосе 3 секции, максимально может быть 10.

Принцип работы насоса в следующем: рабочее колесо, имеющее спиралевидную форму, проворачивает поступившую в полость насоса ГЖС и сжимает ее, передавая в аппарат. В аппарате она также подвергается сжатию и передается дальше в следующую секцию, где процесс повторяется. Пройдя по всем секциям, газожидкостная смесь направляется на выкидную линию и откуда дальше направляется в БТП.

Установку МФНА было решено провести на производственной площадке ДНС-202, находящейся в непосредственной близости от ГЗУ-212.

Основной причиной установки данного оборудования является ожидаемое увеличение добычи от перехода режимов работы погружных насосных агрегатов типа ЭЦН скважин ГЗУ-216, 215, 214, 213, 212 на режимы с большей подачей при условии понижения давления на устье скважин.

Критерием выбора режима является условие равенства давления на выходе МФНА давлению на ГЗУ-212 равное 0,75 МПа.

Это условие выполняется на режиме работы МФНА при давлении на приеме 0,56 МПа и соответствует снижению напора в нефтепроводе на 46.954 м.

После внедрения насосного агрегата ГНА 125-135 мы получили следующие данные, они приведены ниже в таблице 4.

Таблица 4 Данные полученные при работе ГНА 125-135

Наименование ГЗУ	Уменьшение давление, атм.	Увеличение добычи, т/сут.
ГЗУ-212	0,5-1,0	1,02
ГЗУ-213	2,0	0,24
ГЗУ-214	2,0	1,97
ГЗУ-215	2,0	3,27
ГЗУ-216	1,0-1,7	0,34

Окупаемость данного насосного агрегата составляет менее года.

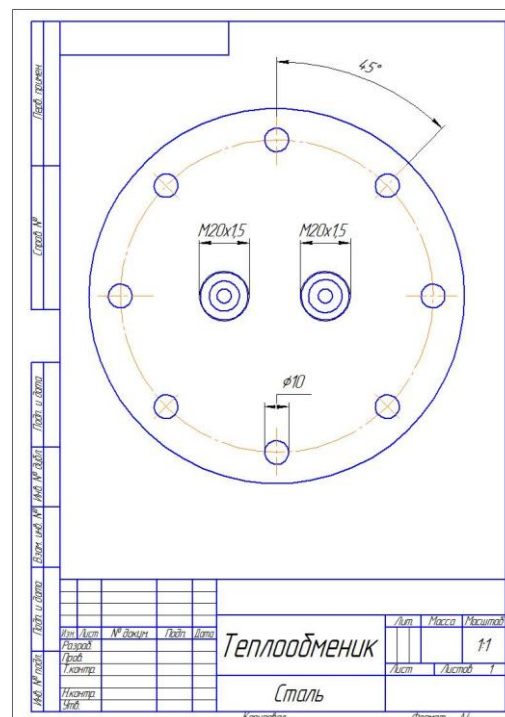
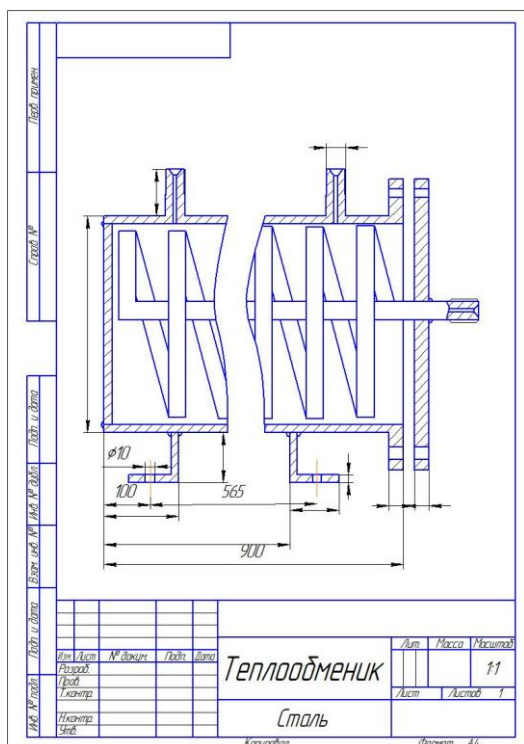
Изготовление и установка дополнительной системы охлаждения рабочей жидкости редуктора привода экструдера линии по выпуску гермослоя и технологической прослойки ф. «Berstorff»

М. И. Менщиков, О.Ф. Денисова (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

В процессе работы на линии по выпуску гермослоя и технологической прослойки ф. «Berstorff» в сборочном цехе, возникает следующая проблема, масло в редукторе нагревается до предельно допустимой температуры 85 °С, из-за чего происходил останов линии, для дальнейшего запуска необходимо дождаться пока температура масла не снизится. Редуктор имеет штатную систему охлаждения, которая является не эффективной для температурных условий в теплый период года. В итоге агрегат в жаркие дни работает с перерывами для охлаждения масла. Перерывы в работе происходят с интервалом 3-4 часа работы линии по 30 минут на охлаждение.

Предлагаемое решение – изготовить и установить дополнительную систему охлаждения рабочей жидкости редуктора привода экструдера на линии по выпуску гермослоя и технологической прослойки ф. «Berstorff». Данное решение обеспечит дополнительное охлаждение рабочей жидкости (масла) в жаркий период года. Внедрение системы охлаждения позволяет обеспечивать температуру рабочей жидкости в необходимом для бесперебойной работы диапазоне в жаркий период года. Насос системы охлаждения жидкости включается с кнопки, что позволяет задействовать его только при необходимости.

На основании описанной работы было выдвинуто инициативное предложение, которое было рекомендовано к внедрению и в настоящее время в жаркий период года линия по выпуску гермослоя и технологической прослойки ф. «Berstorff» работает без простоев оборудования для охлаждения рабочей жидкости редуктора привода экструдера. Данное внедрение исключило простои оборудования по причине перегрева масла в редукторе привода экструдера, увеличилась выработка продукции и сократился возвратный брак резины связанных с аварийным остановом линии.



Установка манипулятора по переносу заготовок на диагонально-резательном агрегате №1 в сборочном цехе №1

С.А. Серезжко (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

Агрегат диагонально – резательный ДРА 180-01 предназначен для раскроя обрезиненного корда на полосы, их стыковки и заматывания в транспортную каретку через прокладочная ткань. Состоит из следующих основных узлов:

- раскаточного устройства;
- компенсатора;
- диагонально – резательной машины (ДРМ)
- стыковочного стола;
- закаточного устройства.

Для наложения резиновых прослоек на раскроенный корд ДРА комплектуется каландром.

Для обеспечения стабильной работы линии мною предлагается установка манипулятора по переносу заготовок текстильного корда

1. Технический процесс начинается с раскаточного поста. На раскаточном poste производится раскатка прорезиненного корда и подача его на ножевой конвейер.

2. На ножевом конвейере отмеряется корд необходимой длины, который затем отрезается ножевой балкой. Угол реза ножевой балки и длину отрезаемого корда задается

закройщиком с пульта оператора. Ножевую балку, в новом исполнении, можно повернуть как по часовой так и против часовой стрелки. Благодаря чему убирается операция переворачивания корда. Отрезанная часть корда подается ножевым конвейером к манипулятору.

3. Манипулятор при помощи вакуумных присосок забирает заготовку с ножевого конвейера. Затем повернув заготовку, в соответствии с углом реза ножевой балки, переносит ее на стыковочный конвейер.

4. Все описанные выше операции могут выполняться в автоматическом, полуавтоматическом и наладочном режиме управления. Выбор этих режимов управления осуществляет закройщиком.

5. На стыковочном конвейере стыковщиком отбраковывает и стыкует заготовки между собой в ручную, образуя непрерывную прорезиненную ткань в которой нити расположены под заданным углом.

6. Стыковочный конвейер подает корд к каландру.

С целью улучшений условий труда при разработке проекта по модернизации диагонально - резательного агрегата учли внедрение инструментов бережливого производства:

- SMED (быстрая переналадка), за счет внедрения контроллеров, обратной связи от исполнительных органов и панельного компьютера, на дисплей которого будут выводиться все неисправности линии и параметры раскраиваемых типов размеров текстильных слоев, благодаря чему сократится время на обслуживания агрегата и перехода с одного типа размера на другой.

- для исключения получения травм, при нахождении технологических рабочих и ремонтного персонала при обслуживании агрегата, происходит автоматическая блокировка процесса раскроя исключая самопроизвольный запуск агрегата, при открытых дверях на аварийном ограждении манипулятора.

- на оси поворота ножевой балки установлен электромагнитный тормоз и установлен абсолютный датчик углового положения, благодаря этому положение во время работы остается неизменным, что позволяет многократно делать рез корда под одним углом. До внедрения регулировка ножевой балки осуществляется примерно «на глаз» и создавало опасность возникновения дефекта, после внедрения инструмента «бережливого производства» РОКА-YOKE (защита от ошибок) регулировка ножевой балки осуществляется в автоматическом режиме и исключила возникновение этого дефекта.

Повышение эффективности использования технологического оборудования (на примере форматора вулканизатора 75 дюймов 3-12 – замена коренной втулки)

М.Н. Дырдонов (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

На сегодняшний день задача экономии энергоресурсов и эффективное использование инновационного оборудования, способствующая сохранению оборудования в технически исправном состоянии, сохранению высокой точности, надежности и долговечности оборудования, обеспечивающие (в свою очередь) его высокую производительность и качество работы, является приоритетной для каждого предприятия. Этот вопрос является актуальным и для нашего предприятия.

В связи с этим, предлагаем рассмотреть рационализаторское предложение (далее Проект) повышения эффективности использования и улучшения качественных характеристик технологического оборудования. Суть Проекта – замена бронзовой коренной втулки Форматора вулканизатора 3-12 75 дюймов, на втулку, изготовленную на основе полимерных материалов – полиамида марки АРКАИМ-1006, размером 350х330х160 мм.

Использование Полиамида марки АРКАИМ-1006 позволит достичь значительного эффекта (в том числе и экономического) по ряду показателей:

- увеличится межремонтный пробег (интервал) оборудования;
- снизится износ сопряженных деталей;
- значительно уменьшится шум;
- сократится время технологического обслуживания/ремонта узла (в виду того, что полиамид легче бронзы в 6-7 раз и хорошо поддается механической обработке) и снизятся затраты на смазочные материалы (в качестве смазки можно использовать проточную воду, вместо ГСМ).

Расчет экономического эффекта при замене двух бронзовых втулок на втулки из полимерного материала:

- Стоимость втулки (согласно калькуляции) из бронзы 30 928 без НДС за единицу.
- Стоимость втулки из материала АРКАИМ-1006 – 5400 рублей без НДС за единицу.

Таким образом, экономический эффект составляет $30\,928 - 5\,400 = 25\,528$ рублей, а с учетом замены двух штук (втулок) – $25\,528 \times 2 = 51\,056$ рублей.

А если взять в расчет что втулки из полиамида марки АРКАИМ-1006 будут эксплуатироваться в 2 раза дольше, и не будут нуждаться в техническом обслуживании, то экономический эффект будет составлять ~ 102 000 рублей.

В связи с тем, что Полиамиды относятся к композиционным материалам и их

свойства можно менять согласно технических требованиям, предлагаю рассмотреть предложение о полной замене изделий из бронзы на изделия из инновационного материала. Взяв, к примеру, литейный участок ОАО «Нижекамский механический завод», который перерабатывает около 5 тонн заготовок из бронзы в месяц. Закупочная стоимость бронзы за килограмм составляет 334,92 рубля без НДС. Тогда $334,92 \times 5000 \text{ кг} = 1\,674\,600$ рублей – в месяц требуется на закупку бронзы. И если наш экономический эффект перенести на эту сумму то получается что мы экономим около 1 400 000 рублей

А в год до 16 млн. рублей! И если учесть трудозатраты и затраты на потребление энергии при изготовлении изделий из бронзы, и сравнительно меньший эксплуатационный срок (в отличие от срока эксплуатации инновационного материала), то экономический эффект внедрения этого Проекта (рационализаторского предложения) составит около 20 млн. рублей в год.

Учитывая вышеизложенное, считаем, что реализация представленного Проекта (рационализаторского предложения) является обоснованным, целесообразным и экономически выгодным. Его реализация позволит не только снизить себестоимость выполняемых работ, но и повысит эффективность всех обслуживающих заводом предприятий, что, несомненно, положительно скажется на финансовой устойчивости, конкурентоспособности и процветании всего холдинга.

Проведение центровки и натяжения ремней КРП СК и ПЦ приборами фирмы «Optibelt»

М.И. Шигапов (НГДУ «Джалильнефть»)

В НГДУ «Джалильнефть» основной механизированный способ добычи это добыча нефти штанговыми насосными установками. Действующий фонд, скважин оборудованных ШСНУ в НГДУ составляет 2314 единицы. От стабильной работы наземных приводов зависит безаварийная работа фонда скважин, оборудованных штанговыми насосами. В том числе и от, казалось бы такого несложного элемента, как клиновой ремень.

Целью работы является:

- увеличение срока службы КРП (ремень, электродвигатель, редуктор);
- сокращение времени простоя и потерь нефти по причине обрыва ремней, выхода из строя электродвигателей и редукторов СК;
- экономия эл.энергии.

Ремённая передача — это передача механической энергии при помощи гибкого элемента — приводного ремня, за счёт сил трения. Состоит из ведущего и ведомого шкивов и ремней.

Для нормальной работы клиноременных передач необходимо создать 2 условия:

1. необходимое натяжение ремней;
2. соосность шкивов.

Слишком слабое натяжение клиновых ремней приводит к их проскальзыванию, которое в большинстве случаев сложно заметить. А несоосность шкивов приводит к быстрому износу ремней, что в свою очередь и является причиной их истирания и потерь эл. энергии.

Слишком сильное натяжение клиновых ремней приводит к деформации конструкции ремня и последующему разрушению. Кроме того, натяжение ремней выше допустимого вызывает увеличение нагрузок на валы и подшипники редуктора и электродвигателя, сокращая тем самым срок их службы. Это приводит к простоям работы скважин по их замене.

На сегодняшний день, часто применяемый способ настройки натяжения с помощью надавливания большим пальцем и центровки шкивов «на глаз» не эффективен.

Для достижения требуемого оптимального натяжения ремней в клиноременных передачах с начала 2012 года стали применяться приборы для измерения натяжения ремней Optibelt Optikrik. Это несложное устройство позволит определить фактическое натяжение ремня (в ньютонах) и отрегулировать натяжение ремня до необходимого значения, зная только профиль ремня и диаметр меньшего шкива.

Также совместно с этим прибором мы использовали в комплексе прибор для определения центровки шкивов Optibelt Laser Pointer. Данный прибор позволяет быстро и с минимальной потерей времени проверить шкивы на смещение. При этом достаточно установить 3 магнитных ориентира на боковой стороне шкива под углом 0°, 90° и 270° и закрепить Laser Pointer на боковой стороне противоположного шкива. Правильная соосность привода достигнута в том случае, если лазерный луч пересекает одинаковые значения на шкалах магнитных ориентиров.

Проведение данного комплекса работ является актуальным и в рамках внедрения инструментов «бережливого производства» на производственных объектах НГДУ. Такой инструмент как ТРМ (эффективная система обслуживания оборудования) позволяет решить проблему недостаточного контроля за наличием и состоянием оборудования и обеспечить снижения заявок в УК ТМС групп.

Экономический эффект достигается за счет экономии затрат на приобретении клиновых ремней для СК и составит за анализируемый период 354338 рублей. В перспективе применение данного комплекса работ возможно на всем действующем фонде, экономический эффект в таком случае составит порядка 37 млн.рублей.

Выводы:

Применение комплекса состоящего из прибора для измерения натяжения ремней и прибора для определения центровки шкивов позволит добиться следующего:

1. уменьшения простоев скважин по причине:
 - обрыв ремней;
 - выход из строя оборудования СК (редуктор и электродвигатель);
2. сокращения затрат на приобретение ремней для КРП;
3. сокращения потребления электроэнергии до 10%.

Анализ работы внедряемых винтовых установок. Выбор оптимального режима эксплуатации.

Д.И. Алексеев (НГДУ «Ямашнефть»)

В НГДУ «Ямашнефть» полностью осуществлена программа по внедрению на всех ГЗНУ винтовых насосных установок (УВН) объемного действия. Реализация данной программы привела к двукратному снижению потребления электроэнергии на транспортировку нефти и выходного давления по сравнению с насосами типа ЦНС.

Для проведения опытно-промышленных работ на ГЗНУ-1331 был осуществлен монтаж и пуск в работу двух винтовых насосов УВН-55/16. В начале был произведен последовательный режим работы, то есть в работе находился один насос, а второй запускался если другой не успевал откачивать нефть из емкости. При работе в данном режиме происходит следующее: резкое повышение давления на выкидной линии при включении второго насоса; уменьшение моторесурса насоса при работе в циклическом режиме. Также имеется возможность застывания нефти в насосной секции в зимний период времени, что приводит к дополнительным затратам по заказу ППУ и ремонту самой секции. Исходя из полученных результатов, был сделан вывод, что данный режим не удовлетворяет потребности НГДУ.

Затем насосы были переведены в параллельный режим работы. Данный режим обеспечивает постоянный резерв объекта, работу установок на минимальных оборотах, обеспечивая щадящий режим эксплуатации. В параллельном режиме не требуется подготовительных операций на запуск насоса в зимний период. Работа двух насосов в

параллельном режиме сопоставима по затратам на потребление электроэнергии одного насоса в номинальном режиме. Плюсами данного режима по сравнению с предыдущим является: отсутствие цикличной работы насоса, что увеличивает моторесурс оборудования; уход от резких повышений давлений на выкидных трубопроводах. Планируется дальнейшее тиражирование результатов эксперимента на объектах НГДУ.

Снижение конструктивно заявочных работ по ПЦ за счет усовершенствования конструкции привода

Р.Р. Абзяпбаров (НГДУ «Нурлатнефть»)

В НГДУ «Нурлатнефть» эксплуатируется более 400 приводов ПЦ-60. Основные причины неисправности цепных приводов это отворот или слом валика скалки и растяжения цепи. Выход или слом валика скалки приводит к разъединению цепи и остановке привода ШГН. При ремонте болтов крепления фиксатора валика невозможно затянуть с усилием из-за неудобства расположения головки болтов на пазе фиксаторе валиков. Из-за недостаточного усилия заворота, при эксплуатации привода происходит отворот болтов, и планка не препятствует смещению валиков. Обрыв валика происходит при постепенном выходе его из корпуса скалки из-за отсутствия фиксации со стороны стопорной планки.

Для решения данной задачи нами предложено изготовить болты М10 с удлиненной головкой, просверлить их и зашплинтовать между собой вязальной проволокой.

По состоянию на 1ое мая 2015 года модернизированные болты установлены на 47 цепных приводах, при этом межремонтный период увеличен с 4-х месяцев до 12 месяцев, что позволило сократить недоборы нефти более 550 тонн за год.

Рассмотрим причины ослабления цепи: это отворачивания натяжного винта цепи и растяжения участков цепи.

При эксплуатации цепного привода возникают вибрации, что влечет за собой отворачивание натяжного винта.

Для решения данной проблемы мы предложили застопорить гайку регулирования винта при помощи болта закрепленного на заваренном к корпусу уголку.

На сегодняшний день устройство против отворачивания винта натяжения цепи установлены на 15 цепных приводах. По результатам эксплуатации, мы увеличили межремонтный период с 1,5 полутора месяцев до 2 двух месяцев и сократили недоборы нефти до 80 тонн за год.

При эксплуатации цепного привода происходит растяжение цепи, а именно расширение посадочного отверстия шплинта звеньев цепи. Для устранения данного недостатка было предложено заменить базовые цепи на импортные цепи драйвес. Вследствие чего, увеличили межремонтный период более чем в 5 раз. Сокращение недоборов нефти составляет около 8 000 тонн за год.

Среднегодовой экономический эффект от внедрения усовершенствования конструкции цепного привода составил более 47 миллионов рублей.

Новый подход к очистке бурового раствора

А.М. Гусев (ООО «УК «Татбурнефть»)

Очистка бурового раствора при бурении скважин проходит очистку от выбуренной породы в циркуляционной системе, которая состоит:

- блока грубой очистки;
- блока тонкой очистки;
- блока приготовления и обработки раствора;
- блоков хранения раствора.

В блоке грубой очистки размещена 1 ступень очистки – вибросито, в зависимости от типа ЦС 1 или 2 шт. В блоке тонкой очистки установлены 2,3 и 4 ступени очистки раствора: пескоотделитель, илоотделитель, осушающее вибросито (сито-гидроциклонная установка) и центрифуга (в зависимости от типа ЦС соответственно).

При использовании неутяжеленного бурового раствора, как правило не применяют центрифуги, а при очистке утяжеленного бурового раствора рекомендуется исключить гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Размер частиц порошкового барита, доломита, мраморной крошки – от 5 до 75 мкм, шлама – от 10 мкм до 25 мм. Применение пескоотделителя позволяет удалить частицы шлама размером более 40 мкм, а илоотделителя – до 25 мкм. Следовательно, частицы шлама размером – от 10 до 75 мкм невозможно отделить от частиц утяжелителя бурового раствора. А так как потери утяжелителя недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора и контроля твердой фазы, необходимо осуществлять с помощью центрифуги или путем применения флокулянтов.

Новый подход к очистке бурового раствора заключается в следующих изменениях циркуляционной системе:

1. Установка в блок грубой очистки 4 вибросита (1 степень очистки). На виброситах установить ситовые панели типоразмером от 170 меш – 200 меш, для исключения возможности потерь утяжелителя из раствора.

2. Нет необходимости в ситогидроциклонной установке (2,3 степень). В основном на осушающем вибросито устанавливаются ситовые панели 200 меш (0,075х0,075 мм), песко-илоотделитель отделяют частицы размером от 25 мкм. Соответственно частицы выбуренной породы размером от 25 до 75 мкм, выходящих с пульпой гидроциклонов, попадая на сетки проникают в буровой раствор.

3. Изменение в конструкции питающего коллектора вибросит. Объем раствора выходящий со скважины, должен в равных долях поступать на вибросита.

Опытным путем выявлено, что в процессе бурения на буровом растворе уд.весом свыше 1,35 г/см³ и высокой пластической вязкостью 30-50 мПа*с, эффективность работы гидроциклонной установки значительно снижается, что приводит ухудшению качества очистки раствора. Применение новой схемы обвязки оборудования ЦС (1 степень очистки – 4 вибросита), исключает использование гидроциклонной установки.

Выводом данной работы является предложения:

- ✓ Простота обслуживания оборудования;
- ✓ Эффективная работа с любыми типами растворов;
- ✓ Оптимизация затрат на ЗИП оборудования;
- ✓ Снижение энергопотребления оборудованием;
- ✓ Совместная работа с 4 степенью очистки - центрифугой

Применение бензольной фракции ЕНПУ при производстве химических реагентов

Р.Ф. Фаттахов (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В соответствие с современными направлениями нефтепромысловой химии создан базовый ассортимент высокоэффективных реагентов химизации процессов нефтедобычи. Это деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, бактерициды, ингибиторы и удалители парафина- и солеотложений, нейтрализаторы сероводорода и меркаптанов. Нефтепромысловые реагенты завоевали у нефтедобытчиков устойчивую положительную репутацию, динамика поставок реагентов плюсовая.

В состав нефтепромысловых реагентов входят компоненты, обладающие высокой активной основой, концентраты и различные присадки. В рецептуру каждой продукции входит от 30 до 60 % растворитель, в качестве которого применяются вода, спирты и углеводородные растворители. Данный компонент влияет на ключевые параметры, такие как вязкость, плотность и температура застывания конечного продукта. В составе 40% производимых реагентов применяется ароматический углеводородный растворитель. Его преимущество перед другими растворителями заключается в следующем:

- лучшее перераспределение продукта в объеме рабочей жидкости;
- растворимость (диспергируемость) в воде и нефти;
- высокая отмывающая способность,
- растворение асфальта-смолисто-парафиновых отложений.

Основной источник ароматических углеводородов - нефть, соответственно поставщики и производители растворителей являются НПЗ. В ЕНПУ НГДУ «Елховнефть» на установке БКТБ 200/1 (состав установки 2 колонны) происходит удаление бензольного компонента бензина. Процесс выделения бензольной фракции в ЕНПУ – сложный высокотехнологичный процесс, протекающий в режиме высокой температуры и давления. Данные условия обеспечивают высокое качество бензольной фракции без посторонних примесей и нежелательных компонентов. Основная часть фракции подается в трубопровод некондиции, далее поступает в товарные парки и реализуется в составе товарной нефти. Следовательно цена бензольной фракции идентична цене товарной нефти, которая в настоящий момент составляет 13 тыс. руб. Ежегодный объем получаемой бензольной фракции в ЕНПУ составляет 4 тыс. 125 т., который в свою очередь способен полностью обеспечить потребность в растворителе ООО «Татнефть-ХимСервис», которая составляет ориентировочно 1 тыс. 900 т. в год.

Преимущество применения бензольной фракции ЕНПУ: высокое качество, оптимальная себестоимость, низкие транспортные расходы, растворитель поступает непосредственно от производителя.

С целью определения свойств бензольной фракции в качестве растворителя ЕНПУ, нами были проведены опытно-лабораторные испытания и сравнительный анализ с заменой ароматического растворителя на бензольную фракцию в составах деэмульгатора ТНН 2.1, ингибитора коррозии ТНХС-3 и растворителя АСПО, которые были оформлены актами и показали положительные результаты.

Для реализации данного проекта требуется сбор, учет и отпуск бензольной фракции в автотранспорт. Необходимо наличие трубопровода, насоса для транспортировки жидкости, емкости хранения и наливной эстакады. В случае отсутствия возможности применения существующих объектов, необходимо реализовать строительство технологического узла, с ориентировочными вложениями 14 млн. 222 тыс. руб. Затраты ЕНПУ на капитальное строительство предлагаем включить в себестоимость бензольной фракции. Таким образом, с учетом рентабельности 5% стоимость бензольной фракции составит 21 тыс. 509 руб.

Для ЕНПУ экономический эффект в год составит 16 млн. 168 тыс. 240 руб. Срок окупаемости капитальных вложений 1 год. С учетом средней стоимости углеводородного растворителя 29 тыс. 497 руб., экономический эффект для ООО «Татнефть-ХимСервис» составит 14 млн. руб.

Внедрение системы контроля качества сгорания попутного нефтяного газа в энергетических комплексах

А.А. Голяков, А.И. Плешаков (ООО «ТаграС–ЭнергоСервис»)

Повышение эффективности сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), уменьшение выбросов вредных веществ весьма актуальны в топливопотребляющих системах, где сжигание больших количеств ПНГ происходит с недостаточной полнотой и относительно низким КПД.

Проблема оптимизации сжигания ПНГ весьма актуальна. Для этого необходимо одновременное решение взаимоисключающих задач: повышения экономичности сжигания, уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу и капитальные затраты на их осуществление. Одновременное решение этих задач принято называть энергоэкологической оптимизацией сжигания топлива.

Выделяются несколько направлений такой оптимизации:

- автоматизация работы котлоагрегата;
- технологическое направление: режимные мероприятия, различные варианты ступенчатого сжигания ПНГ, рециркуляция дымовых газов и другие мероприятия;
- конструктивное направление: совершенствование узлов и элементов котлоагрегата, топочных и горелочных устройств;
- очистка продуктов сгорания, невыгодная с точки зрения энергетических затрат, но необходимая в некоторых случаях;
- утилизация теплоты уходящих газов, снижение тепловых потерь.

В первую очередь, заинтересованность проявляется в усовершенствовании процесса горения ПНГ в котлоагрегате. Поэтому перспективным направлением оптимизации является технологическое, ориентированное на причины и механизмы неэкономичного сжигания ПНГ и образования вредных веществ. Ряд технологий позволяет добиться значительного эффекта при весьма ограниченных капиталовложениях с помощью автоматизации управления сжиганием ПНГ.

С учетом состояния действующего парка отопительных и промышленных котельных, имеющих физически и морально устаревшие, часто не работоспособные системы автоматики регулирования, составной частью или начальным шагом комплексного решения может быть усовершенствование, с целью повышения экономичности сжигания ПНГ, штатных систем автоматики или, в некоторых случаях - при значительном износе, их полная замена.

Характерной особенностью внедрения энергосберегающих и природоохранных технологий на действующих котлах малой и средней мощности является жесткое их ограничение по капитальным затратам. В соответствии с этим целесообразны решения, предусматривающие не замену существующего технологического оборудования новым, а максимально возможное его использование при условии достижения современных показателей по эффективности сжигания ПНГ и охране воздушного бассейна. Одним из направлений может быть также усовершенствование узлов горелочного устройства в ходе внедрения какого-либо технологического метода. Поэтому такие действия являются энергоэкологической реабилитацией действующего теплотехнического оборудования.

Эффективность работы котлоагрегатов складывается из эффективности работы его компонентов: горелочных устройств, поверхностей нагрева, теплообменников (экономайзеров, воздухоподогревателей), тягодутьевых машин и других устройств. В данном отчете акцент делается на эффективность сжигания ПНГ, т.е. экономичность работы непосредственно горелочных устройств и связанного с ними оборудования (дутьевых вентиляторов и дымососов).

В данном проекте принята концепция оптимизации рабочего процесса котлоагрегатов, основанная на минимизации удельного расхода топлива. Ее обоснование и описание способа оптимизации процесса сжигания газообразного топлива в котлоагрегатах изложены в предыдущем научно-техническом отчете. Выбор удельного расхода топлива в качестве главного показателя оптимальности рабочего процесса водогрейных котлов логичен. Для таких установок главная задача – сообщить теплоносителю и передать потребителю заданное количество тепловой энергии в единицу времени. Задача паровых котлов – выработка заданного количества перегретого пара с определённым давлением или температурой. Это достигается тем, что теплоносителю (воде) сообщается в единицу времени определённое количество теплоты, необходимое для нагревания воды, превращения ее в пар и доведение его до необходимого давления или температуры.

Таким образом, в результате проделанной работы разработана модель процесса оптимизации сжигания ПНГ в обследуемом котле с учетом изменений его калорийности. Приобретены недостающие измерительные приборы. Разработана функциональная схема АСУ, которая апробирована в имитационном режиме в условиях лаборатории.

Альтернативный способ определения молекулярной массы нефтей

Р.В. Баннова (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Входящая в состав нашего предприятия региональная аналитическая лаборатория (РАЛ) выполняет широкий спектр исследований и испытаний для предприятий ПАО "Татнефть" и других сторонних организаций. Объектами аналитических работ и испытаний РАЛ являются: пластовая и разгазированная нефть, попутный нефтяной газ, керн нефте-битумонасыщенный, вода, атмосферные осадки и грунты.

Результаты проведения в РАЛ работ, используются с целью составления проектов разработки месторождений нефти и газа, прогноза продуктивности, оценки запасов, поиска минеральных вод различного назначения, разработки рекомендаций по предотвращению или ослабеванию негативного изменения состояния подземных вод.

Молекулярная масса нефтей и получаемых из них нефтепродуктов – один из важнейших показателей, широко используемых в технологических расчетах и обязателен к определению в пробах пластовых нефтей согласно ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть и нефтепродукты характеризуются средней молекулярной массой, так как в их состав входит большое число разнородных соединений.

В нефтяной практике наиболее широко распространен криоскопический метод. Сущность метода состоит в определении понижения температуры замерзания (депрессии) раствора анализируемого вещества по сравнению с чистым растворителем и вычислении молекулярной массы этого вещества расчетным методом. Для определения молекулярной массы чаще всего используется прибор Бекмана.

Хотя данный способ определения молекулярной массы и является наиболее распространенным, данный аппарат имеет ряд недостатков:

1. Использование большого количества растворителя – бензола, который является сильным канцерогеном (ПДК=0.3 мг/м³);
2. Для приготовления криоскопического бензола используется металлический натрий (активный и легковоспламеняющийся металл);
3. Длительность пробоподготовки;
4. Использование термометра Бекмана для точного измерения температуры невозможно, в виду непостоянства градусного деления шкалы термометра. Что приводит к увеличению погрешности измерения.

Поэтому использование новых способов определения молекулярной массы позволит устранить эти недостатки. В 2013 году был приобретен прибор для определения молекулярной массы нефтей, что позволило заметно улучшить процесс проводимого анализа. Данная работа посвящена сравнению методик на изначально используемом и новом оборудовании.

Принципиальным отличием работы прибора Cryette A от аппарата Бекмана является то, что для его использования необходим лишь прогрев и калибровка. Для определения молекулярной массы готовится рабочий раствор с концентрацией 0.1-0.2 моль/кг (навеска исследуемой нефти, растворенная в 3 мл бензола). Рабочий раствор помещают в холодильный отсек прибора, опускают рабочую головку. Выполнение измерения происходит за 70-90 сек. После снятия показаний рабочая головка поднимается, датчик аккуратно очищается мягкой тканью. Расчет молекулярной массы проводится по формуле традиционного метода определения молекулярной массы.

Таблица 1

Сравнительные характеристики методик определения молекулярной массы нефтей

Методика	Точность метода	Расход бензола на 1 анализ	Время пробоподготовки	Общее время выполнения 1 анализа	Использование металлического натрия
Аппарат Бекмана	Не определена	100 мл	12 часов	48 часов	да
Криоскоп	~10%	2.5 мл	-	10 мин	-

В таблице представлены сравнительные характеристики методик определения молекулярной массы.

Анализ полученных данных показал безусловную эффективность криоскопа по сравнению с прибором Бекмана:

- значительно снижена токсичность криоскопического метода;
- в 33 раза уменьшен расход токсичного и дорогостоящего органического растворителя;
- в сотни раз уменьшено время проведения анализа (с 48 час. до 10 мин.);
- появилась возможность дополнительного увеличения объема работ по данному виду исследований либо привлечение высвободившихся специалистов к другим видам аналитических работ.

Таким образом, необходимость перехода на выполнение исследований на новом современном оборудовании, оправдано как с технологической, так и с экологической точек зрения

Обзор перспективных технологий переработки тяжелых нефтей и природных битумов

А.С. Фонаков (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ) по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от обычных нефтей. Они содержат больше сернистых соединений, асфальтенов, смол, металлов, имеют большие значения плотности и аномально высокие значения вязкости, меньший выход дистиллятных фракций. Для них характерен высокий показатель коксуемости, что обусловлено высоким содержанием высокомолекулярных соединений. Выход бензиновых фракций из ВВН и ПБ составляет менее 10 %, а светлых нефтепродуктов - не превышает 25 % масс. Чем больше в нефти серы, металлов, тем труднее осуществить ее деструктивно-каталитическую и гидрогенизационную переработку. Затраты на получение стандартных топлив из тяжелых высоковязких и высокосернистых нефтей выше, чем из легких малосернистых нефтей.

Увеличивается ценность ВВН и ПБ за счет производства смазочных, лакокрасочных, изоляционных материалов, металлов. Причем, промышленное производство большинства этих продуктов может быть организовано с меньшими затратами, чем из обычной нефти.

Отсутствие промышленного опыта переработки ПБ в Российской Федерации привело к тому, что они не востребованы рынком, в отличие от нефти, других полезных ископаемых. В связи с этим экономически эффективное освоение ресурсов ПБ возможно

только при их добыче и переработке до товарных продуктов в рамках единой компании или холдинга. С течением времени, в случае наличия ПБ на рынке, можно прогнозировать возникновение малотоннажных предприятий по переработке ПБ, вовлечение в данную отрасль малого и среднего бизнеса, в том числе инновационного и венчурного.

Решение задачи переработки ПБ должно быть направлено на их комплексное использование, в том числе необходима разработка и внедрение новых процессов и оборудования для извлечения ценных попутных компонентов – ванадия, никеля.

Также необходимо решить вопрос о месте размещения битумоперерабатывающих производств. Возможны следующие варианты: размещение вблизи от мест добычи, размещение в крупных промышленных центрах, комбинирование двух первых вариантов.

Каждый вариант обладает преимуществами и недостатками

Трубопроводный транспорт природных битумов от месторождений к месту переработки осложнен их высокой вязкостью. По мнению многих специалистов, месторасположение битумоперерабатывающих установок необходимо запланировать как можно ближе к местам добычи природных битумов.

Преобладание мелких по запасам (в основном до 5-10 млн. т) скоплений ПБ, не позволит организовать добычу и переработку ПБ на местах в значительных объемах. В связи с этим, в случае организации переработки на местах добычи, в организационном плане представляется целесообразным территориальное и технологическое совмещение процессов добычи и первичной переработки ПБ на основе технологической схемы с применением передвижных или полустационарных блочных установок переработки.

Вопрос о местах размещения битумоперерабатывающих производств, способах переработки и транспортировки должен решаться с применением экономико-математических многофакторных моделей в рамках многовариантного технико-экономического анализа проекта освоения ресурсов ПБ с привлечением проектных организаций. Специфика физико-химических свойств ПБ (высокая плотность и вязкость, высокое содержание тяжелых фракций, попутных компонентов – серы, металлов) обуславливает сравнительную неэффективность традиционных процессов нефтепереработки, ориентированных на максимизацию выхода светлых нефтепродуктов из сырья.

В данной работе приведен подробный обзор наиболее перспективных технологий переработки тяжелых нефтей и природных битумов. В настоящее время для получения товарной продукции из ПБ возможно применение следующих процессов переработки:

- Технология подготовки и переработки ПБ в смеси с легким углеводородным сырьем;

- Технологии выделения легких фракций из ПБ процессами деасфальтизации:
 - деасфальтизация с помощью сжиженного пропана,
 - деасфальтизация с помощью ацетона,
- Технологии переработки тяжелых остатков:
 - выработка из тяжелых остатков дорожных и строительных битумов,
 - переработка тяжелых остатков в процессе флексикокинга,
- Инновационные технологии комплексной переработки:
 - производство «синтетической нефти» в процессе радиационно-термического крекинга;
 - производство водобитумных эмульсий для использования в качестве котельного топлива, а также для транспортировки в трубопроводах.

Внедрение метанового насоса на УНТКР

А.А. Селезнев (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Производственный объект - установка низкотемпературной конденсации и ректификации (УНТКР) газа предназначена для отбензинивания нефтяного газа с целью извлечения жидких углеводородов - сырья для ГФУ и газообразного этана - товарной продукции.

Технология УНТКР основана на охлаждении газа до отрицательных температур, путем рекуперации холода продукционных потоков установки, холода открытых холодильных циклов (пропанового и этанового), частичной конденсации и ректификационного разделения. Часть сухого отбензиненного газа подается в качестве сырья на криогенную установку для глубокого извлечения из него этана, а оставшаяся часть перекачивается по магистральным газопроводам потребителю и используется в качестве топлива на собственные нужды.

С пуском криогенной установки, снизилась доля азота в сухом газе, в связи с чем, исчезла необходимость подачи высококалорийных компонентов, этана и пропана в сухой газ для доведения его до требований стандартов.

Колонна деметанизации К-1/XX УНТКР имела ряд недостатков в укрепляющей части, что влияло на недостаточную чистоту разделения в колонне и низкий отбор углеводородов C_{2+} выше в связи с повышенным уносом их в составе сухого газа.

Для решения данной проблемы было предложено изменение схемы укрепляющей части колонны, путем внедрения метанового насоса и, тем самым, обеспечения верха колонны рефлюксным орошением. Это позволило изменить температуру верха колонны

К-1/XX, повысить чистоту разделения, что, в свою очередь, привело к увеличению отборов углеводородов C_{2+} выше на УНТКР и снижению выхода фракции $C_{2+в.}$ на криогенной установке.

Данное предложение позволило остановить один этановый компрессор на криогенной установке и сэкономить 2 176 тыс. кВт*ч/год электроэнергии.

Проект по внедрению метанового насоса является экономически выгодным мероприятием, так как экономит финансовые затраты на электроэнергию по криогенной установке порядка 5 244 млн. руб. в год.

Таким образом экономический эффект от выполнения предложенных мероприятий составит более 3,0 млн. руб. в год.

**Применение малоактивного минерального наполнителя в резиновых смесях,
предназначенных для обрезаживания кордов и прослойки на низ 1 слоя каркаса
легковых шин**

Г.И Идиятуллина (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

Резиновая смесь является многокомпонентной системой. Кроме каучуков в ее рецептуру входят наполнители, пластификаторы, вулканизирующие агенты, ускорители и активаторы, и другие ингредиенты.

В настоящее время в полимерперерабатывающих отраслях промышленности во все больших масштабах начинают применяться природные углеродсодержащие минеральные вещества в качестве различных ингредиентов полимерных композиционных материалов. В связи с тем, что в шинной промышленности уделяется большое внимание по вопросам экологии и экономии, возрос интерес к использованию ингредиентов из экологически чистых природных материалов. К ним относятся и продукты переработки шунгитовых пород, нашедшие применение в качестве адсорбентов, катализаторов, наполнителей резиновых смесей; а также в косметологии, в медицине и в агротехнике.

Характерными представителями данного типа ингредиентов является Таурит.

Таурит ТС-Д – продукт, характеризующийся экологической чистотой, низкой стоимостью, отсутствием необходимости использования при их производстве не возобновляемых нефтегазохимических источников сырья. Минеральный малоактивный наполнитель Таурит ТС-Д ускоряет процессы внедрения, диспергирования и распределения наполнителей, улучшает технологические свойства и стабилизирует габаритные размеры заготовок, снижает шубление резиновой смеси при обработке на валковом оборудовании. Введение минерального наполнителя Таурит ТС-Д в рецептуру

резиновых смесей позволяет снизить каучуко содержание в резине и получить экономический эффект в виде снижения себестоимости конечной продукции.

Целью работы является снижение себестоимости готовой продукции при внедрении малоактивного минерального наполнителя марки Таурит ТС-Д в рецептурах резиновых смесей, предназначенных для обрезинивания анидных кордов и прослойки на низ 1 слоя каркаса легковых шин, не ухудшая основные показатели качества резиновых смесей.

Стабилизация нефти на УКПН с подачей дистиллята в ректификационную колонну

Р.И. Гадиев (НГДУ «Джалильнефть»)

В ПАО "Татнефть" принято решение о проведении предпроектных работ по расширению газофракционирующих мощностей управления «Татнефтегазпереработка» в комплексе с реконструкцией УКПН с целью увеличения производства ШФЛУ.

Целями данной работы является:

- увеличение выработки ШФЛУ за счет подачи дистиллята в стабилизационную колонну
- интенсификация отпаривания низкокипящих компонентов из нефти
- оптимизация процесса стабилизации нефти на УКПН

Принципиальная схема процесса стабилизации нефти: обезвоженная и обессоленная нефть, нагретая в печи до температуры 150-185⁰С поступает в стабилизационную колонну. Стабильная нефть с низа колонны, отдав тепло в Т-2/1-10 обессоленной нефти и в Т-1/1-14 сырой нефти, направляется в резервуарный парк.

Пары легких углеводородов (ШФЛУ), уходящие с верха колонны конденсируются в аппаратах воздушного охлаждения, затем охлаждаются в конденсаторе-холодильнике КХ и поступают в бензосепаратор С-1/1. Часть ШФЛУ из бензосепаратора С-1/1 бензонасосами Н-6/1÷-3 подается для орошения колонны на 39 тарелку, а балансовое количество откачивается на бензопарк. Для увеличения выработки ШФЛУ вместе с нефтью в колонну подается пресная вода. Дистиллят отбирается из стабилизационной колонны в виде бокового погона, охлаждается с помощью АВЗ до температуры 30-40⁰С, направляется в сепаратор С-2/1 откуда под своим давлением вытесняется в емкости для хранения и отпуска нефтяного дистиллята. /СЛАЙД 4/ В сепараторах происходит дренаж воды, а газ направляется на I ступень сепарации ТП. Количество дистиллята, вырабатываемого для технических нужд, составляет 80-90 м³/сут.

Недостатками существующей схемы стабилизации нефти на УКПН являются:

- использование пресной воды для отпарки ШФЛУ в стабилизационной колонне

–образование известковых отложений в технологическом оборудовании блока стабилизации

–неполный отбор ШФЛУ

Предлагаемый мною способ увеличения производства ШФЛУ является менее затратным.

Предлагаю подавать вместо пресной воды на орошение стабилизационной колонны часть дистиллята с линии откачки на узел отпуска и хранения РПН. Для этого необходимо реконструировать существующую схему стабилизации нефти и ввести в эксплуатацию насосный агрегат для подачи части дистиллята в колонну.

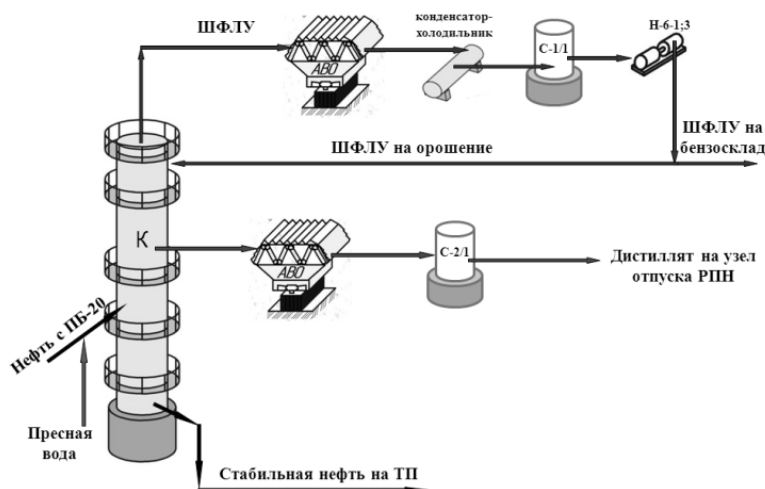


Рисунок 1. – Принципиальная схема стабилизации нефти на УКПН

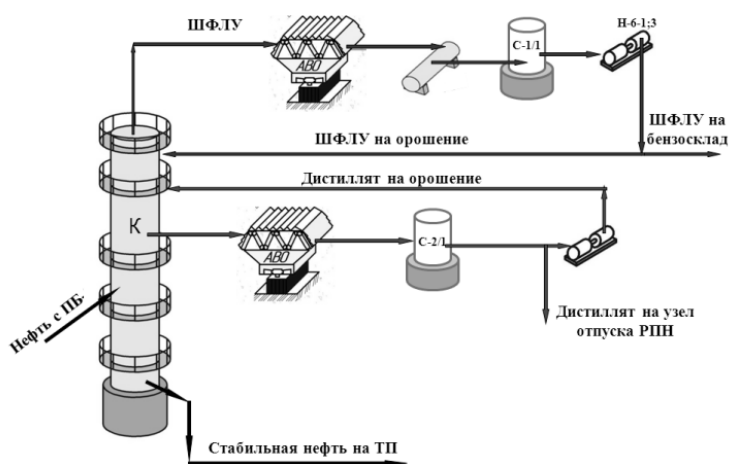


Рисунок 2. – Предлагаемая схема процесса стабилизации нефти на УКПН

На основании расчетов выбран центробежный насос НК 35 – 125 в комплекте с электродвигателем для подачи части дистиллята на орошение колонны.

Был произведен расчет эффективности. Чистый дисконтированный доход составил 27764 т.р. Срок окупаемости проекта в течение года. Продолжительность эффекта 6 лет.

Внедрение данного предложения позволило:

- увеличить выработку ШФЛУ на 1100 тонн/год;
- интенсифицировать процесс отпаривания низкокипящих компонентов из нефти;
- исключить процесс образования известковых отложений в технологическом оборудовании блока стабилизации УКПН;
- снизить затраты на процесс стабилизации нефти на УКПН.

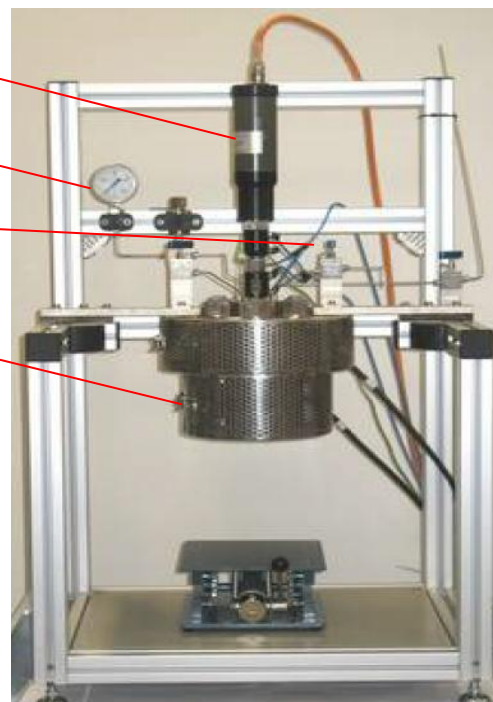
Исследование технологии снижения вязкости СВН с применением термического крекинга

Л. Н. Шакирова (институт «ТатНИПИнефть»)

В связи с истощением запасов лёгкой маловязкой нефти наблюдается увеличение объёмов добычи сверхвязкой нефти (СВН) и природных битумов. Разработка месторождений СВН связана с трудностями транспортировки нефти, что обусловлено высокими значениями вязкости, напряжения сдвига, температуры застывания, массовой доли смол и асфальтенов. В связи с этим задача снижения вязкости СВН приобретает особое значение.

Исследования по снижению вязкости СВН с применением термического крекинга СВН Ашальчинского месторождения проводились на реакторной лабораторной установке (Top Industrie, Франция), позволяющей проводить обработку нефти при температурах до 500 °С и давлении до 12 МПа. На рисунке 1 представлена реакторная лабораторная установка Top Industrie.

мешалка
манометр
датчик температуры
реакционная ёмкость с
подогревом



Технические характеристики реактора:

- Температура до 500 °C
- Давление до 12 МПа
- Объём 750 см³

Рисунок 1 – Лабораторная реакторная установка TopIndustrie

Для определения эффективности термического крекинга СВН выполнялось сравнение физико-химических параметров исходной нефти и продукта, полученного после обработки. Выбор оптимальных условий обработки предполагал подбор таких параметров крекинга, как температура, давление, время обработки, при которых достигается максимальное снижение вязкости и минимизировано коксообразование.

Исходная СВН Ашальчинского месторождения характеризуется высокой вязкостью (2260 мПа·с при 20 °C), плотностью (962 кг/м³ при 20 °C) и высоким содержанием смол (22,4%) и асфальтенов (4,94%).

Первый этап испытаний по подбору оптимальных условий лёгкого термического крекинга СВН заключался в определении вязкости синтетической нефти в зависимости от температуры и времени обработки СВН. Обработка нефти проводилась при пяти температурных режимах: 300 °C, 330 °C, 350 °C, 370 °C и 400 °C. Результаты лабораторных исследований показали, что крекинг СВН приводит к снижению её вязкости. В диапазоне температур воздействия от 300 до 400 °C наиболее приемлемым является режим обработки нефти при 370 °C в течение 1 часа, позволяющий снизить динамическую вязкость СВН с 2260 до 438 мПа·с и плотность до 940 кг/м³. Следует отметить, что в результате обработки также снижается и содержание серы в обработанной СВН. Содержание серы в исходной нефти составляет 4,27 %, а в обработанной – 4,19 %. Обнаружено, что при температуре 400 °C по сравнению с другими режимами, наблюдается повышенное коксообразование (до 0,5%) и образование непредельных

соединений. Для нефти, обработанной при температуре 370 °С содержание непредельных соединений составило 10,3 %, при 400 °С – 16,6 %. В исходной нефти содержание непредельных соединений составляет 1 %.

На следующем этапе испытаний проведён крекинг СВН с применением катализатора на основе оксида алюминия. Термокаталитический крекинг СВН в присутствии данного катализатора в объёме 20% масс. при 370 °С улучшает реологические характеристики продукта: динамическая вязкость снижается до 275 мПа·с. Введение катализатора также положительно сказывается на уменьшении содержания непредельных соединений в обработанной нефти: их массовая доля снижается в два раза (до 4,5%) по сравнению с некаталитическим крекингом (10,3 %).

Таким образом, результаты исследований показали, что термическая обработка СВН позволяет существенно снизить её вязкость. Побочными продуктами термического крекинга СВН являются непредельные углеводороды и кокс. Установлено, что термическая обработка СВН в присутствии катализатора и донора водорода позволяет улучшить качество получаемой синтетической нефти. Процесс лёгкого термического крекинга является промышленно отработанным, характеризуется простотой оборудования, относительно невысокими капитальными затратами (по сравнению с другими технологиями переработки нефтяных остатков) и может быть использован для снижения вязкости СВН.

Переработка попутного нефтяного газа Иргизского месторождения на блочно-модульной установке

Н.И.Мукатдисов, О.В. Янаева (НГДУ «Ямашнефть»)

Ввод в разработку новых месторождений, удаленных от систем газосбора, повышение требований по охране окружающей среды и необходимость сохранения ценного углеводородного сырья требует решение проблем повышения степени утилизации и использования попутного нефтяного газа (ПНГ). В настоящее время можно выделить 4 основных направлений утилизации ПНГ в России:

- сжигание с получением тепловой энергии (печи и путевые подогреватели);
- сжигание с получением электрической энергии (электростанции);
- переработка на ГПЗ, в том числе малой производительности;
- закачка в пласт.

Каждый способ утилизации ПНГ имеет свою область эффективного применения, так как выбор способа во многом определяется условиями конкретного объекта. Один из

эффективных способов утилизации ПНГ - использование блочно-модульных установок, которые предназначены для комплексной подготовки и переработки газа и предусматривают очистку газа от сероводорода, его осушку и переработку с получением следующих товарных продуктов:

- сухой отбензиненный газ согласно ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»;
- пропан автомобильный и пропан технический согласно ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные»;
- бутан технический согласно ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные»;
- гексан-пентановая смесь согласно ТУ 0272-020-00148300-06 «Бензин газовый стабильный».

На рисунке представлена типичная схема блочно-модульной установки переработки нефтяного газа, в состав которой входят несколько основных блоков: блок сероочистки газа, блок низкотемпературной конденсации и блок ректификации.

Подобные установки рационально использовать на удаленных месторождениях ПАО "Татнефть", например в Самарской и Оренбургской областях. Поэтому для утилизации газа на Иргизском месторождении ООО «Татнефть-Самара» принято решение о строительстве блочно-модульной установки по переработке ПНГ производительностью 36 млн.м³/год производства ALCO (Канада).

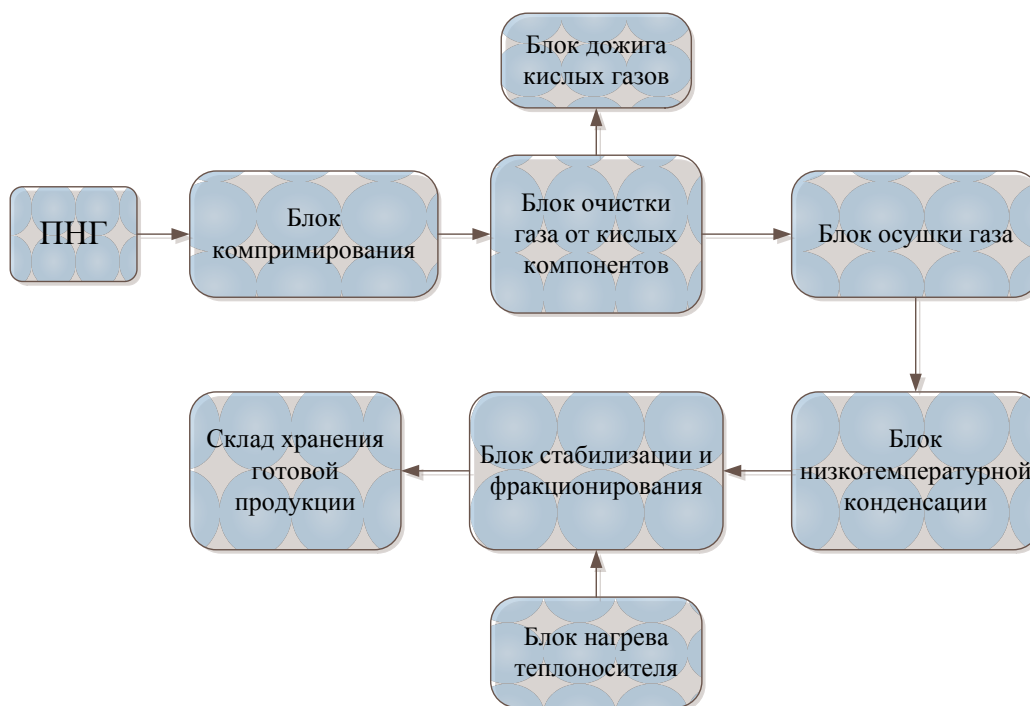


Рисунок 1 - Принципиальная схема блочно-модульной установки переработки нефтяного газа

Оценка различных направлений и вариантов утилизации газа Иргизского месторождения (подача газа на существующий ГПЗ, выработка электрической энергии, закачка в пласт и др.) показала, что наиболее эффективным с минимальным сроком окупаемости затрат порядка 6 лет и с наибольшим ЧДД более 2 млрд. руб. является вариант переработки газа непосредственно на месторождении.

Импортозамещение реагентного хозяйства на ЕНПУ

Д.А. Хамидуллин, Р.Р. Шафиков (НГДУ «Елховнефть»)

На ЕНПУ повсеместно используются реагенты, один из них это ингибитор коррозии. До начала 2015 года использовался ингибитор коррозии нидерландского производства, но в связи с политической ситуацией стало актуально заменить импортный реагент на отечественный. Этот процесс называется импортозамещением.

Импортозамещение — замещение импорта товарами, произведёнными отечественными производителями, то есть внутри страны. Для замещения импорта национальными товарами могут быть использованы таможенно-тарифное (пошлины) и нетарифное (квоты, лицензирование ввоза) регулирования, а также субсидирование производств внутри страны и прямой запрет на ввоз определённых товаров из-за границы.

Основные характеристики отечественного и зарубежного ингибиторов коррозии

Наименование показателя	Норма по ТУ		Фактические показатели		Метод испытания
	Отечественный	Зарубежный	Отечественный	Зарубежный	
Внешний вид	Прозрачная жидкость коричневого цвета	Прозрачная жидкость янтарного цвета	Соответствует		Визуально
Плотность при 20°C, кг/м, не более	900	900	900	900	ГОСТ 3900
Температура вспышки, °C, не ниже	40	70	40	70	ГОСТ 6356
Температура застывания, °C, не выше	Минус 25	Минус 25	Минус 25	Минус 25	ГОСТ 20287
Вязкость при 20°C, мПа, не более	40	15	39	15	DIN 53015

Температура начала кипения, °С, не выше	200	180	201	180	EN ISO 3405:2004

Импортозамещение характеризует также тенденцию городского свободного рыночного хозяйства к замещению ввозимых в город товаров, товарами произведенными в городе. Исследователи отмечают, что все западные страны проходили стадию импортозамещения при индустриализации и продолжают практиковать такую политику.

Преимущества использования отечественного аналога на ЕНПУ:

Меньшая вероятность срыва поставок в результате политических отношений вне страны. Поддержка отечественных производителей – финансовые потоки в основном остаются внутри страны.

Экономическая выгода – стоимость зарубежного ингибитора включает поставку из-за рубежа.

Заводские испытания показали, что отечественный ингибитор более эффективен.

При испытаниях этого ингибитора коррозии на ЕНПУ выяснилось, что его эффективность в три раза выше зарубежного аналога.

Характеристики ингибитора Nalco. Этот ингибитор имеет более высокую температуру вспышки, он менее вязкий, но имеет более низкую температуру начала кипения. Так же производитель указывает на то, что разложение этого реагента происходит при температурах свыше 400°C.

Экономическая выгода использования отечественного ингибитора при тех же объемах закупок для ЕНПУ составляет 731566,98 рублей.

Топливные присадки и реагенты Difron® – современное и эффективное решение, разработанное с учетом всех особенностей отечественной нефтяной промышленности. Их производство ведется на территории России с использованием лучших компонентов, подобранных со всего мира (Россия, Азия, Европа, Америка). Эксклюзивные присадки и реагенты марки Difron® – надежный способ улучшения эксплуатационных свойств нефти и нефтепродуктов, а также действенное средство для обеспечения высокого уровня экологической безопасности производства и повышения финансовых показателей предприятия.

Благоприятный экономический эффект для ЕНПУ. При использовании большего количества отечественного продукта для нефтепереработки поможет существенно увеличить экономическую выгоду, так же это будет служить хорошим катализатором развития рынка отечественных реагентов.

Переход Елховского НПУ на трехгодичный межремонтный период

Н.М. Шигапов, Т.Ф. Калимуллин (НГДУ «Елховнефть»)

Елховская нефтеперерабатывающая установка введена в эксплуатацию в 1994 году. Предназначена для переработки 440 тыс. тонн/год девонской нефти. Основными товарными продуктами переработки являются: автомобильный бензин Регуляр-92, дизельное топливо летней и зимней марок, судовое маловязкое топливо. Нефтепродукты ЕНПУ реализуются через сеть АЗС «Татнефть».

В течение последних полутора десятилетий мировая нефтеперерабатывающая отрасль постепенно переходит на увеличенные межремонтные интервалы. Стандартная продолжительность межремонтного периода в России составляет один год.

Стандартная продолжительность межремонтного периода (МРП) установок зарубежных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) до 1995 года составляла в среднем два - три года. Изменения в рыночной конъюнктуре, внедрение новых технологий изготовления и защиты оборудования, а также высокоуровневых систем цифрового контроля и анализа создали предпосылки для увеличения среднего МРП к настоящему времени до четырех - семи лет.

Учитывая зарубежную практику и положительный опыт передовых российских НПЗ, на ЕНПУ необходимо провести работу по комплексному обследованию оборудования, подтверждающие возможность увеличения межремонтного периода до трех лет. Для реализации решения разработан «План мероприятий по увеличению межремонтного пробега технологического оборудования ЕНПУ НГДУ «Елховнефть» ПАО "Татнефть" с одного до трех лет».

Технико-экономическое обоснование проекта показывает, что из-за больших затрат на проект – услуги ОАО «Танеко», на реконструкцию и капремонт оборудования установки для перевода на трехгодичный межремонтный период - в сумме 389,4 млн.руб. дисконтированный срок окупаемости с начала финансирования составляет около 13 лет.

При этом экономия составляет:

- от ежегодного капремонта – 25,3 млн.руб. * 2 года = 50,6 млн.руб.

- прибыль от реализации дополнительных выпущенных нефтепродуктов за 2 года – 131,8 млн.руб. * 2 = 263,6 млн.руб.

Повышение качества растворителя парафинов нефтяного (РПН)

Р.Р. Сафин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Применение различных методов повышения нефтеотдачи пластов вызывает изменение состава и свойств нефти, значительное изменение гидродинамических и физико-химических характеристик призабойной зоны скважин.

Все это приводит к снижению растворимости в нефти части высокомолекулярных углеводородов и асфальто-смолистых веществ, что сопровождается осаждением их на поверхности призабойной зоны скважин, насосно-компрессорных труб и нефтепромысловом оборудовании.

Для борьбы с АСПО разработаны различные методы, одним из наиболее известных и распространенных методов является применение растворителей.

На нашей установке помимо подготовки смеси сырых нефтей девонских горизонтов, также производит широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и растворитель парафинов нефтяной (РПН).

Наша установка была введена в эксплуатацию еще в 1970 году. За время работы устарело не только оборудование, но и технологии, что сказывается на качестве получаемых продуктов.

В последние годы начались масштабные работы по совершенствованию технологической схемы, проведению мероприятий направленных на снижение производственных затрат на подготовку нефти, повышение качества получаемых продуктов.

Однако, одной из проблем, которая остается нерешенной, является несоответствие получаемого растворителя (РПН) требованиям технических условий. Результаты лабораторных анализов свидетельствуют о содержании большого количества легких углеводородов, которые создают сложности при транспортировке и ремонтных работах проводимых бригадами ПРС.

Для решения данной задачи, мы предлагаем использование схемы со стриппинг колонной.

По новой схеме боковой погон будет выводиться для отпарки в стриппинг колонну К-2. С низа К-2 будет выводиться растворитель парафинов, который далее охлаждается в конденсаторе-холодильнике ПТО №5 пластинчатого типа до 30-35 °С и отводится в емкости Е-8, Е-9, где удаляется отделившаяся вода и выделившийся газ. Паровая фаза из стриппинг колонны К-2 направляется в линию ШФЛУ перед аппаратами воздушного охлаждения. Обогрев низа К-2, необходимый для отпарки легких фракций,

осуществляется за счет нагрева части растворителя в испарителе И-1, горячей стабильной нефтью.

Экономический эффект основан на получении дополнительной выручки с продажи ШФЛУ, срок окупаемости данного проекта составит менее трех лет, при индексе доходности 2,35.

Благодаря проведенной реконструкции, мы улучшим качество получаемого растворителя, а именно удалим легкие углеводороды. Повысив температуру в колонне, мы увеличим содержание тяжелых компонентов в растворителе, что улучшит его растворяющие свойства. Все эти мероприятия также позволят увеличить выработку ШФЛУ, который является ценным сырьем нефтехимии.

Сравнение методов переработки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Р.А. Ярушкин (НГДУ «Нурлатнефть»)

Наукой предлагается «удлинить» технологическую цепочку классической переработки нефти только на одно звено — получение «синтетической» нефти, которую далее можно перерабатывать на том же оборудовании и таким же способом, что и обычную нефть. Основные негативные свойства от термической переработки нефти, приносят продукты уплотнения, — асфальтены и карбены-карбоиды. Наличие последних в остатке, не позволит получить высокую товарную квалификацию. Поэтому необходимо взглянуть на такие процессы переработки где выход тяжелых остаточных продуктов будет минимален. Среди таких процессов можно выделить процесс «Висбрекинг», набирающий популярность в мировой нефтепереработке. Процесс характеризуется кратковременным пребыванием сырья в реакционной зоне, что не позволит процессам уплотнения преобладать над деструктивными процессами.

Достоинство процесса:

- относительно простое аппаратное оформление,
- возможность получения синтетической нефти.

Недостатки:

- средняя глубина переработки сырья,
- образование тяжелого нефтяного остатка требующего дальнейшей переработки.

Выход легкой фракции составляет от 30 до 60%, при этом содержание карбенов обратно пропорционально температуре.

Институтом проблем транспорта энергоресурсов РБ был проведен эксперимент по деструктивно-вакуумной перегонке образца нефти.

Согласно исследованию объем отобранных дистиллятов составил 59% что позволяет говорить о том процесс эффективен. У остатка есть перспективы к переработке.

.Достоинство процесса:

- относительно простое аппаратное оформление,
- относительно высокий выход дисстилятов;
- отсутствие в остатке карбенов-карбоидов

Недостатки:

- средняя глубина переработки сырья,
- образование нефтяного остатка требующего дальнейшей переработки.

ООО Инженерно-внедренческий центр «Инжехим» разработал технологическую схему установки паротермического разделения СВН. В основе процесса интенсивная обработка подогретого сырья перегретым паром температурой 550 градусов, как результат синтетическая нефть и кубовый остаток как потенциальное сырье для производства дорожного и строительного битумов. Выход синтетической нефти от 28-70%, остаток переработки разработчиком технологий определяется как дорожный битум марок БНД 60/90, БНД 90/130.

Достоинства процесса:

- относительно простое аппаратное оформление процесса;
- гибкость технологического процесса;
- отсутствие возможности закоксования оборудования;

Недостатки:

- затраты на подогрев сырья и пара;
- требуется интенсификация процесса обезвоживания «синтетической нефти»
- возможен частичный крекинг сырья с образованием непредельных соединений.
- требуется дополнительная переработка кубового остатка.

В настоящее время данный процесс паротермического разделения СВН является оптимальным способом переработки сверхвязкой нефти так как:

- не требует значительных капитальных средств;
- имеются производственные мощности и развита инфраструктура производства;
- процесс позволяет получать синтетическую нефть пригодную для перекачки в систему АК «Транснефть»;
- возможно получение товарной продукции в виде битумов.

Однако кубовые остатки вышеуказанных процессов возможно направить для дальнейшей переработки. Предлагаю кубовый остаток направить на газификацию с

целью получения синтез-газа и оксидов металлов. Данный процесс широко распространен в мировой практике и позволит:

- увеличить глубины переработки нефти
- получать водород без использования природного газа
- снизить количества отходов
- преобразовать нефтяные отходов в источник энергии.

Как видно по капитальным затратам, сроку окупаемости и выходу светлых фракции наиболее перспективен вариант паротермического разделения.

Включение установки Сульфолан в состав первой очереди Комплекса получения ароматики

А.М. Козин, И.И. Талипов, И.И. Салахов (ОАО «ТАНЕКО»)

На начальном этапе в производстве автомобильного бензина на НПЗ задействованы следующие компоненты и технологические установки:

- тяжелый риформат – с установки каталитического риформинга (секции 2100-2200);
- изомеризат – с установки изомеризации легкой нефти (секция 1800);
- тяжелая нефть – со сплиттера нефти (секция 1700).

Текущей схемой комплекса получения ароматики (КПА) предусмотрены (рис.1) секции каталитического риформинга, регенерации катализатора и сплиттер ароматики. При этом будут производиться легкий риформат (сырье для изомеризации), бензолсодержащая фракция (БСФ, 28% бензола), тяжелый риформат (компонент автомобильного бензина).

В рамках работы по подбору оптимальной рецептуры производства автомобильных бензинов компанией Хоневелл (Honeywell) произведен расчет рецептур смешения для начального этапа производства автобензинов в двух вариантах.

- **Вариант 1:** С использованием компонентов только собственного производства НПЗ возможно производить только автобензин класса В (летний), для производства автобензина классов Е (зимний) необходимо вовлечение небольшого количества н-бутана. При этом установка изомеризации загружена сырьем на ~ 60%, каталитического риформинга до ~ 65% для исключения производства избыточного количества тяжелого риформата. Общее количество производимого автобензина 600 – 760 тыс. т/год.

- **Вариант 2:** Использование собственных и вовлечение сторонних компонентов (н-бутан - для увеличения ДНП, МТАЭ - октаноповышающая присадка).

Вовлечение МТАЭ позволит увеличить производство автобензинов до ~1 100 тыс. т/год, и увеличивает прибыль на ~200 млн. руб./год по сравнению с Вариантом 1. Указанная прибыль сильно зависит от цены МТАЭ (в расчете - 43 559 руб./т).

Проведена работа по интегрированию рассчитанных рецептур в общую схему работы Комплекса, определен материальный баланс Комплекса, загрузка технологических установок, выход автомобильных бензинов, потребление компонентов со стороны. Проведены экономические расчеты, позволяющие сделать выводы об эффективности производства марок топлива и использования конкретного набора рецептур (таблица 1).

Таблица 1. Итоги проведенного анализа представлены в таблице:

Обозначение варианта	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1 + Сульфолан
Загрузка технологических установок, %			
Каталитический риформинг	51-65	94-95	84,88%
Изомеризация	59-60	62-63	80,45%
Количество компонентов собственного производства, тыс. т/год			
тяжелый риформат	246-309	456-460	310-418
изомеризат	258-264	270-275	333-349
тяжелая нефтя	82-166	232-286	103-224
Требуемое количество сторонних компонентов, тыс. т/год			
- Н-бутан	2-16	46,5-47,1	3-21,7
- МТАЭ	0	48-101	0
Производство бензинов, тыс. т/год	600-760	1 110 - 1 120	750 - 1 030
Увеличение чистой прибыли, млн.руб./год	-	~ 200	~ 880

Увеличить загрузку установки изомеризации можно путем введения в эксплуатацию установки экстрактивной дистилляции сульфоланом (Сульфолан). Технологический процесс основан на селективном извлечении бензола и толуола из БСФ специальным растворителем - сульфоланом. Неароматическая часть (рафинат) в количестве 86 тыс.т/год является сырьем установки изомеризации. Растворитель регенерируется с выделением поглощенного бензола и толуола, выводимых как отдельный продукт, чистотой не менее 90% бензола.

Вывод: использование установки Сульфолан позволяет (1) увеличить загрузку установки изомеризации с 60 до 80%, катриформинга с 65 до 85 %, что в свою очередь позволяет нарастить производство автобензинов до 1 млн. т/год; (2) заменить в корзине нефтепродуктов Комплекса БСФ (28% бензола) на фракцию бензол-толуола (92% бензола); (3) производство менее зависит от регулярности, качества и стоимости

привозимых компонентов со стороны (МТАЭ); (4) ожидаемое увеличение чистой прибыли **880 млн. рублей в год.**

При стоимости установки Сульфолан 1,4 млрд. рублей срок окупаемости с момента начала капиталовложений составит не более ~ 4,5 лет, с момента ввода установки в эксплуатацию не более ~ **1,5 лет.**

Вовлечение нефти Висбрекинга в сырье Гидрокрекинга

Ч.А. Халилов, И.Р. Сулейманов, А.М. Хисматуллин, А.И. Гараев (ОАО «ТАНЕКО»)

Актуальность

В настоящее время на ОАО «ТАНЕКО» мощность по сырью составляет порядка 8,5 млн.тонн сырой нефти в год, с глубиной переработки 75%, отбор светлых нефтепродуктов – 73%. В корзину светлых нефтепродуктов входят ШФЛУ, бензин газовый стабильный, топливо маловязкое судовое, керосин технический, дизельное топливо Евро-5, нефтя Висбрекинга.

Однако нефтя Висбрекинга содержит большое количество серы и непредельных углеводородов, которые снижают стойкость к окислению данного продукта. Поэтому цена на нефтя Висбрекинга как на товарный продукт невысока.

Для решения данного вопроса и, соответственно, увеличения прибыли было предложено дополнить схему установки Гидрокрекинг вовлечением нефти Висбрекинга в сырье Гидрокрекинга.

Цели и задачи

Цели проекта:

- 1) Найти направления реализации нефти Висбрекинга;
- 2) Увеличить прибыль от реализации нефти Висбрекинга.

Для достижения данных целей были поставлены и решены следующие задачи:

- 1) Оценить возможность вовлечения нефти Висбрекинга в сырье Гидрокрекинга;
- 2) Изучить влияние вовлечения нефти Висбрекинга на параметры технологического режима Гидрокрекинга и на качество получаемых продуктов;
- 3) Оценить результаты ввода проекта вовлечения нефти Висбрекинга с сырье Гидрокрекинга, экономический эффект и значимость для предприятия данного проекта.

Описание технологической схемы подачи нефти Висбрекинга

Принципиальная технологическая схема узла подачи нефти Висбрекинга в сырье установки Гидрокрекинга - в вакуумный газойль представлена на рисунке 1.

Согласно разработанной схеме был осуществлен монтаж трубопровода и проведен фиксированный пробег блока подачи нефти Висбрекинга и установки Гидрокрекинг.

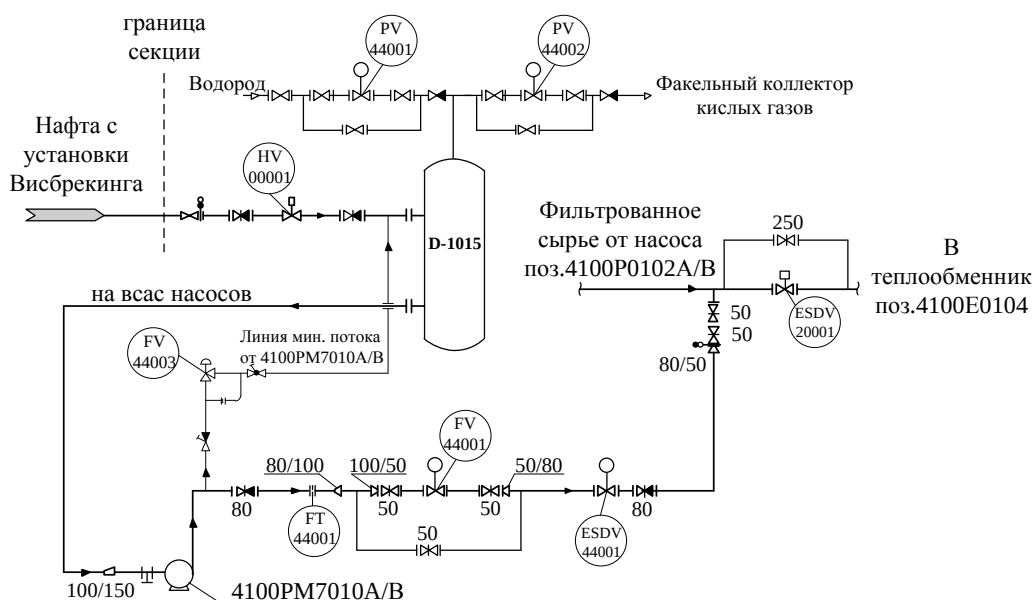


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема узла подачи нефти Висбрекинга в сырье установки Гидрокрекинга

По результатам работы на 1ое июня 2015 года на установке Гидрокрекинг было переработано 55509,55 тн. нефти Висбрекинга (29059,16 тн. в 2014 году и 26450,39 тн. в 2015 году), что на 10,37% меньше плановой переработки при максимальном вовлечении нефти Висбрекинга. Валовая прибыль от продажи дополнительно полученных продуктов (СУГ и нефтя Гидрокрекинга) составила около 150 млн.руб. Ожидается, что к середине июня инвестиции полностью окупятся.

Выводы

- По данным фиксированного пробега, увеличения температур на слоях катализатора, увеличения тепловых эффектов на слоях катализатора не наблюдается;
- вовлечение нефти Висбрекинга в сырье Гидрокрекинга не повлияло на состав водородсодержащего газа и работу компрессора K0101;
- инвестиции в проект составляют 107,44 млн.руб., дисконтированный срок окупаемости 2,29 лет;
- валовая выручка увеличится на 8,43% (на 131,03 млн.руб./год), и составит 1717,87 млн.руб./год.
- при ставке дисконтирования 15% индекс рентабельности на год окупаемости будет равен 0,84; совокупный дисконтированный поток (NPV) в год окупаемости составит 43,59 млн.руб.

Увеличение выработки ШФЛУ на Карабашской УКПН

И.Е. Казаков (НГДУ "Лениногорскнефть")

Карабашский узел подготовки включает в себя товарный парк, очистные сооружения, установку комплексной подготовки нефти, пункт приема технологической жидкости, бензосклад.

На УКПН с товарного парка поступает сырая нефть с обводненностью до 3%, нагревается в теплообменниках за счет тепла уходящей готовой нефти, отстаивается в отстойниках, обрабатывается в электрическом поле в электродегидраторах. Обезвоженная и обессоленная направляется в блок стабилизации. Процесс стабилизации (отбора легких фракций углеводородов) происходит в ректификационной тарельчатой колонне К-101. С верха колонны отбирается широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), которая после охлаждения и конденсации подается на орошение верха колонны (для поддержания необходимого режима), а балансовая часть откачивается в емкости-накопители бензосклада и сдается в управление «Татнефтегазпереработка» (ТНГП).

Широкая фракция легких углеводородов, вырабатываемая на установках стабилизации нефти, по физико-химическим показателям должна отвечать специальным техническим условиям, указанным в таблице 1:

Таблица 1.

Технические условия.

№ п/п	Наименование показателя	Норма по маркам	
		А	Б
1.	Массовая доля компонентов, %:		
	- сумма углеводородов C_1-C_2 , не более	3	5
	- пропан, не менее	15	-
	- сумма углеводородов $C_4 - C_5$, не менее	45	40
2.	- сумма углеводородов C_6 и выше, не более	15	30
	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,025	0,05
	- в т.ч. сероводорода, не более	0,003	0,003
3.	Содержание свободной воды и щелочи	Отс.	Отс.
4.	Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость	

Качество ШФЛУ зависит от давления и температурного режима в стабилизационной колонне, физико-химических свойств нефти.

В этой работе показаны методы увеличения выработки ШФЛУ на Карабашской УКПН.

1. На Карабашской УКПН смонтирован дополнительный теплообменник в группу Т-106. Это позволило производить выработку ШФЛУ в необходимом количестве и сдаче нефти с требуемой температуры в летнее время за счет увеличения поверхности теплообмена, а также привело к снижению расхода топочного газа.

3. Произведена последовательная обвязка аппаратов воздушного охлаждения АВГ на блоке стабилизации. Это позволило улучшить охлаждение и выработку ШФЛУ, снизить выход не сконденсировавшихся газов стабилизации.

4. Использование тепла легкого мазута с установки получения печного топлива. Остаток перегонки нефти – легкий мазут из куба колонны К-201 при температуре около 320°C подается насосом Н-1/1,2 на смешение с товарной нефтью блока стабилизации перед теплообменниками Т-106. Это позволяет увеличить температуру нефти, поступающей на 6-ю тарелку колонны К-101 и увеличить отбор ШФЛУ дополнительно на 10-15 тн./сутки.

Таблица 2.

Изменение % отбора ШФЛУ на Карабашской УКПН за 2011-2015гг.

Год	2011	2012	2013	2014	2015
% отбора ШФЛУ	2,56	2,60	2,62	2,65	2,88 (за 6 месяцев)

Таким образом, проведенные мероприятия позволили увеличить выработку ШФЛУ на Карабашской УКПН.

Изменение грузопотоков с НГДУ «Азнакаевскнефть» в НГДУ «Лениногорскнефть» с целью компаундирования и сдачи нефти через СИКН №200

Р.И. Саханов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Инициатором проекта является: Генеральный директор ПАО "Татнефть" Н.У. Маганов.

Передо мной была поставлена задача на месте рассмотреть возможные пути реализации данного проекта, задействовать существующее оборудование, а именно РВС-4 и РВС-5 Карабашского товарного парка. Учитывая протяженность трубы в 41 км и рельеф местности возникает вероятность отстаивания воды в нефтяном трубопроводе и увеличения обводненности в перекачиваемой нефти на Карабашский ТП. Мною было

предложено в этом случае так же задействовать РВС-11 и РВС-12. Для контроля входящей нефти, а так же исключения порывов и воровства произвести монтаж узла контроля качества нефти: счетчик, расходомер и поточный влагомер. Для приема нефти с НГДУ «Азнакаевскнефть» необходимо строительство одного нового РВС объемом 5000 м³.

С учетом выбранного мной оборудования возможно провести компаундирование по двум вариантам:

1. Смешение нефти НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Азнакаевскнефть» в вновь построенном РВС и дальнейшая перекачка через СИКН 200.
2. Компаундирование потоков на приеме насоса АРНУ.

Под компаундированием нефти понимается технологический процесс управляемого смешения нефти с целью доведения показателей качества до норм, установленных «Схемой нормальных (технологических) грузопотоков нефти в системе ОАО «АК «Транснефть», ГОСТ Р 51858, и с целью стабилизации значений показателей качества нефти. Технология процесса компаундирования заключается в управляемом процессе включения (подкачке) подготовленной к компаундированию нефти в транспортный поток, где в данный момент времени в соответствии с конкретной оперативной обстановкой имеется запас качества, представляющий собой величину, равную разности между нормативом, установленным «Схемой нормальных (технологических) грузопотоков нефти», и фактическим показателем качества в текущий момент. Запас по качеству нефти в транспортном потоке после пункта компаундирования должен составлять не менее 5% от нормы.

На потоке нефти до и после точки смешения я предлагаю установить приборы, обеспечивающие непрерывный контроль содержания серы в потоке типа ASOMA 682-T-HP-Ex, в которых реализован рентгеноабсорбционный принцип измерения, соединенные обратной связью с задвижками, регулирующими объем подачи нефти из резервуарного парка. Прибор измерения содержания серы, установленный после пункта компаундирования, производит измерение содержания серы, обеспечивая функции контроля потока, не допуская превышения содержания серы в смешанном потоке за установленные пределы. Прибор также будет соединен обратной связью с системой задвижек, регулирующих подачу нефти из резервуара. В случае превышения содержания серы в смешанном потоке за установленные пределы производится автоматизированное закрытие задвижек подачи нефти из резервуара.

Указанная схема компаундирования обеспечивает наиболее эффективную технологию компаундирования за счет предварительного расчета подаваемой нефти, которая в данный момент может быть включена в поток нефти для смешения.

Дозированное, расчетное включение подаваемой нефти в поток «сглаживает» неравномерности и «выравнивает» поток нефти, делая его стабильным, монотонным без колебания значения качества.

По среднегодовым данным обеспечивается резерв по содержанию серы в компаундированной нефти на СИКН №202 и 200 – 1,77 % (мах-1,79%).

Общий объем откачки составит:

2,7 (НГДУ «АзН») + 1,9 (НГДУ «ЛН») = 4,6 млн.тн./год или 12780 тн./сут. или 532,5 тн./час.

Предварительный расчет капитальных вложений составил **954,8 млн.руб.**

Снижение платежей за услуги ОАО «АК «Транснефть» на транспортировку и компаундирование по этому варианту изменения грузопотоков на транспортировку и компаундирование составит **337,5 млн.руб.**

- ЧДД – **634,2 млн.руб.**

- Дисконтированный срок окупаемости с начала работы – **4,1 года.**

- Индекс доходности - **1,515.**

Вывод : при перенаправлении девонской нефти с Азнакаевского ТП на Карабашский ТП массовая доля серы в нефти на СИКН № 200 НГДУ «ЛН» составит 1,77 % по среднегодовым значениям и 1,79 % по максимальным среднемесячным значениям. Общее количество нефти сдаваемой через СИКН № 200 составит 4,6 млн. тн./год.

Я предлагаю применить подобный подход компаундирования нефтей, сдаваемых в систему МН по всей системе ПАО "Татнефть".

Перспективы повышения надежности технологического комплекса переработки нефти ОАО «Танеко»

А.Ю. Грахов, Н.И. Фирстов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Комплекс нефтехимических и нефтеперерабатывающих заводов компании, имеет стратегическое значение для развития экономики Республики Татарстан и ПАО "Татнефть". Бесперебойная работа комплекса требует слаженной работы всех механизмов, в частности электроприводов технологических позиций. В интересах обеспечения их исправного состояния, в соответствие с распределением зон эксплуатационной ответственности действует и в нашей организации.

26% от всех обслуживаемых нашей сервисной компанией электродвигателей, расположены на объектах нефтеперерабатывающего комплекса. Информация о

количественном составе электродвигателей представлена на слайде. Большая их часть, это низковольтные электродвигатели импортного производства.

Надежная работа электродвигателей обеспечивает заданный режим технологического процесса. Благодаря совершенствованию конструкции и технологии изготовления современных электродвигателей, вероятность их безотказной работы постоянно увеличивается. Однако по статистическим данным, 5% электродвигателей не отработают ресурс в 20 000 часов. Распределение анализа аварийности электродвигателей в разрезе причин отказов представлено ниже:

Таким образом, 65 % электродвигателей выходят из строя по причине электрических отказов. Причинами служат Тяжелые условия эксплуатации, электрические и механические перегрузки; внешние условия. 35 % - механические отказы. Причины - ударно-вибрационные нагрузки, конструктивные факторы; производственные факторы.

В интересах обеспечения надежной работы обслуживаемого электрооборудования, разработана соответствующая стратегия снижения аварийности нашей компании. В основу стратегии положено воздействие по 4 направлениям: 1. Воздействие на эксплуатирующий персонал; 2. Воздействие на процессы эксплуатации; 3. Воздействие на эксплуатируемый объект; 4. Внедрение инновационных методов.

Как и в целом для электрооборудования ПАО "Татнефть", применение разработанной стратегии на объектах нефтеперерабатывающего комплекса дало положительные результаты. Количество аварийных отказов электродвигателей стабильно снижается.

Целеполаганием на 2015 год для нас является: обеспечение стабильного снижения аварийности электродвигателей нефтеперерабатывающего комплекса. В том числе в 2015 году на 2 отказа. Что обеспечит снижение эксплуатационных затрат нефтеперерабатывающего комплекса ориентировочно на 110 тысяч рублей.

Регенерация раствора моноэтаноламина на УСО-1 млрд. м³

В.С. Мияссарова (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Природный, попутный нефтяной газ, а также другие технологические газы содержат сернистые и другие вредные примеси, исключающие их использование в качестве топлива или химического сырья без предварительной очистки. Используемый в быту и в технологических процессах газ должен содержать минимальное количество кислых компонентов. К кислым компонентам относятся сероводород, углекислый газ и сернистые соединения (например, меркаптаны). Сероводород, углекислый газ и сернистые

соединения вызывают сильнейшую коррозию труб и оборудования. Сернистые соединения и их продукты сгорания загрязняют окружающую среду и оказывают вредное действие на организм человека. Очистка газа от сероводорода вызывается не только требованиями санитарно-гигиенического порядка, но и диктуется производственной необходимостью:

- предохранить аппаратуру и оборудование от разъедания при транспорте, переработке и использовании газа;
- получить газ, пригодный для бытового, энергетического и промышленного использования;
- получить путем переработки очищенных газов продукты надлежащего качества без примесей сернистых соединений;
- получить в некоторых случаях выгоду от извлечения элементарной серы.

В настоящее время для очистки ПНГ от H_2S и CO_2 используют следующие процессы:

1) хемосорбционные процессы, основанные на химическом взаимодействии H_2S и CO_2 с активной частью абсорбента:

а) процессы физической абсорбции, в которых извлечение кислых компонентов происходит за счет их растворимости в органических поглотителях ;

б) окислительные процессы, основанные на необратимом превращении поглощенного сероводорода в серу;

в) комбинированные процессы, использующие одновременно химические и физические поглотители – (“Бишофитно – содовый процесс”);

2) очистка ПНГ от сероводорода может производиться и с использованием адсорбционных процессов, основанных на извлечении компонентов газа твердыми поглотителями — адсорбентами.

Одним из наиболее эффективных абсорбционных методов очистки газов от кислых соединений являются этаноламиновые методы, в частности, процесс вакуумной дистилляции, позволяющие снизить содержание сероводорода в газе до 0,1 г/м³ и менее при одноступенчатой очистке. Эти методы получили широкое распространение в технологической переработке природных и нефтяных газов. Раствор МЭА в процессе его использования на установках сероочистки в гликольаминовых технологиях подвержены деградации, т.е. в растворе протекает ряд побочных реакций, в которых принимает участие амин, сернистые соединения, диоксид углерода и другие соединения, что приводит к накоплению в растворе продуктов осмоления и деградации (щавелевая, муравьиная, уксусная кислоты, окиси и аминокислоты с высокой коррозионной активностью), а также к усилению коррозионной агрессивности раствора. Внедряемая установка предназначена для глубокой регенерации раствора МЭА от вредных примесей –

процесс носит название вакуумная дистилляция, позволяет удалить все загрязнения и получить чистые растворы. Основными аппаратами процесса являются теплообменник, вакуумный испаритель, в котором происходит регенерация насыщенного раствора МЭА, аппарат воздушного охлаждения, в котором конденсируются пары раствора МЭА, ёмкость сбора дистиллята.

Основными факторами процесса являются:

- температура, равная 95°C . Достигается подачей пара в межтрубное пространство теплообменника, в то время как в трубное пространство подаётся МЭА на регенерацию;
- давление $-0,7 \text{ кг/см}^2$. Вакуум необходим, чтобы снизить температуру процесса в кубе испарителя и не допустить разложение и потери амина.

Испытания внедряемой установки показали, что достигнута мощность по производительности – 200 кг/ч при проектной 177 кг/ч. Также были проведены лабораторные испытания – исследованы растворы насыщенного и регенерированного растворов МЭА на содержание термостабильных солей, которые показали, что содержание этих солей в регенерированном растворе по сравнению с насыщенным снизилось почти в 3 раза. Экономический эффект достигается за счёт уменьшения закупки свежего раствора МЭА и транспортных расходов в 2 раза. Благодаря внедрению установки глубокой регенерации необходимость закупки свежего раствора МЭА снижается с 20т. до 10т. В денежном выражении это составляет 695 000 руб. Экономия на транспортных расходах на утилизацию отработанного реагента в денежном выражении составляет 21 000 руб. Суммарный годовой экономический эффект составляет 716 000 руб.

Оптимизация выполнения измерения сульфида железа

Л.Р. Хайдарова (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

В лабораторию ЦКППН поступают пробы водонефтяных эмульсий на определение массовой концентрации сульфида железа в нефтяной фазе эмульсии.

При взаимодействии сероводорода с ионами железа образуется сульфид железа, который представляет собой механическую примесь. Сульфид железа отрицательно влияет на работу системы сбора и подготовки нефти, снижает надежность и эффективность их эксплуатации, увеличивает межремонтный период работы добывающих скважин.

Для определения массовой концентрации сульфида железа существует метод разработанный ТатНИПИнефть ЕРБ 01-806-0-2014, основанный на экстрагировании

находящегося в нефтяной фазе сульфида железа водным раствором кислоты с последующим определением концентрации ионов железа в кислотной вытяжке фотометрическим методом и перевода концентрации ионов железа в сульфид железа. При проведении анализа согласно данной методике:

- расходуется большое количество соляной кислоты, поскольку отмывка нефтяной фазы кислотой ведется до отрицательной реакции на присутствие ионов железа;
- отсутствует возможность определения в форме какой примеси находится железо в исследуемой нефти – оксида железа или сульфида железа;
- затрачивается много времени на проведение анализа.

Мы предлагаем внести изменения в п.10 «Выполнение измерения» существующей методики. А именно, растворять сульфид железа не в массе нефти, а предварительно отфильтровать на фильтр. Массовую концентрацию ионов железа определяем фотометрическим методом.

Навеска нефти для определения сульфида железа растворяется в горячем органическом растворителе (CCl_4) и пропускается через мембранный фильтр. Фильтр полностью отмывается от нефтепродуктов горячим органическим растворителем, водорастворимые ионы железа отмываются горячей дистиллированной водой до отрицательной реакции с роданидом аммония. По виду осадка делается предварительный вывод о присутствии сульфида железа в нефти. Мембранный фильтр помещают в колбу с соляной кислотой (50-100мл) и нагревают до полного растворения.

Массовую концентрацию сульфида железа вычисляют по формуле существующей методики.

Полученные данные и расчет экономической эффективности представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Сравнительный анализ

Диапазоны измерений массовой концентрации сульфида железа, мг/дм ³	Норматив оперативного контроля воспроизводимости, R/мг/дм ³ (P=0/95)	МВИ, Xср мг/дм ³	После оптимизации, Xср мг/дм ³	Контроль качества результатов измерений в условиях воспроизводимости
От 0 до 100	3,5	47,0± 5	50,3± 5	3,3
От 100 до 300	7	139,9 ±10	144,3±10	4,4

Расчет экономической эффективности

Показатели	Протяженность расчета	ед. изм.
Затраты (до оптимизации)	119	тыс. руб.
Материальные затраты	6	тыс. руб.
Трудовые затраты	113	тыс. руб.
Затраты (после оптимизации)	69	тыс. руб.
Материальные затраты	20	тыс. руб.
Трудовые затраты	49	тыс. руб.

Предложенные изменения позволяют:

1. сократить время, затрачиваемое на выполнение анализа;
2. облегчить труд лаборантов, улучшить условия труда;
3. уменьшить энергозатраты за счет сокращения времени работы электроприборов;
4. сократить объем используемых реактивов;
5. визуально определить наличие или отсутствие сульфида железа на стадии фильтрации.

Внедрение функционализированного маслonaполненного дивинилстирольного каучука производства ПАО «Нижнекамскнефтехим» взамен импортного аналога в протекторной смеси для шин нового поколения

Т.В. Насонова (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

Несомненно, что продукция, состоящая из резины, нашла своё применение во всех отраслях деятельности человека. Она включает и производство шин, и других технических изделий, которые так необходимы в повседневной жизни, и это позволяет купить шины высокого качества при наличии достойного выбора. Наиболее ярыми потребителями продуктов такой промышленности является тяжёлая промышленность, связанная с автомобилестроением. При производстве таких изделий используется много видов самого разного сырья, которые играют роль в себестоимости готовых изделий. Каучук относится к числу важнейших синтетических материалов. Однако рост цен на нефть привели к резкому повышению цен на импортные синтетические каучуки. Предприятиям промышленности синтетических каучуков в РФ, в соответствии с запросами рынка, приходится осваивать производство новых марок каучуков.

На протяжении 2014 года проводились работы в направлении опробования бутадиен-стирольного каучука растворной полимеризации производства ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Опробован функционализированный маслonaполненный дивинилстирольный каучук для протекторной смеси шин нового поколения. Внедрение функционализированного маслonaполненного ДССК предполагает соответствие, и даже превосходство по качеству мировым аналогам. Применение данного каучука в резиновых смесях с силикой обеспечивает высокую степень диспергирования; высокие технологические свойства, перерабатываемость; превосходные свойства «магического треугольника» (пониженные гистерезисные потери, высокие показатели сцепления с дорожным покрытием при сохранении показателя «истираемость»).

Целью данной работы является импортозамещение бутадиен-стирольного каучука марки BUNA VSL 4526-2 НМ ф. LANXESS (Франция) на функционализированный маслonaполненный дивинилстирольный каучук производства ПАО «Нижнекамскнефтехим» в рецептуре протекторной смеси, улучшив сцепные характеристики шины, а так же снижение себестоимости готовой продукции.

Утилизация попутного нефтяного газа месторождений НГДУ «Ямашнефть» путем его транспорта и последующей переработки на МГПЗ

Н.И. Мукалдисов, В.В. Малофеев (НГДУ «Ямашнефть»)

На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс оставался основным загрязнителем воздуха и окружающей среды за счет повсеместного сжигания больших объемов попутного нефтяного газа (ПНГ). Для устранения нежелательных последствий данной проблемы постановлением правительства РФ от 8 января 2009 г. установлен целевой показатель сжигания ПНГ на факелах не более 5 %. Резкое обострение внимания со стороны правительства РФ к проблеме рационального и экологически безопасного использования попутного нефтяного газа привело к разработке комплекса необходимых мероприятий по его утилизации.

На данный момент ПАО "Татнефть", благодаря строительству газопроводов, электростанций и печей по утилизации ПНГ, обеспечивает необходимый объем утилизированного газа, что составляет более 95 %.

Переработка ПНГ поступающего с газосборных сетей ПАО "Татнефть" возложена на управление «Татнефтегазпереработка». На объектах данной структуры ведется подготовка

переработка газа с получением базового сырья для практически всей нефтехимической отрасли, производства сжиженного углеродного газа и других продуктов.

Особенности эксплуатации отдельных объектов ПАО "Татнефть", а именно, отсутствие возможности транспортировки газа на ГПЗ, позволили развить альтернативные направления утилизации ПНГ:

- сжигание с получением электрической энергии;
- сжигание с получением тепловой энергии.

Объекты НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть» характеризуются разбросанностью на большой территории, отсутствием системы газосбора, что сказывается в выборе эффективных направлений утилизации газа. Большинство из известных методов утилизации ПНГ являются малоэффективными. По этой причине было проведено более тщательное изучение возможных вариантов утилизации нефтяного газа на объектах НГДУ «Ямашнефть».

С целью повышения степени утилизации ПНГ были разработаны два возможных проекта:

1. Обустройство системы газосбора по усеченному варианту. Рассматривается возможность строительства газопровода для транспортировки ПНГ на переработку. Реализация данного варианта НГДУ «Ямашнефть» приведет к утилизации ПНГ 23332 тыс. м³/год (согласно данным 2012 года). Увеличение коэффициента утилизации ПАО "Татнефть" составит 2,56 %. Результирующий коэффициент утилизации по ПАО "Татнефть" достигнет 96,29 %.

2. Второй этап внедрение микротурбинных электростанций Capstone. Определена возможность внедрения микротурбинных электростанций на пяти объектах НГДУ «Ямашнефть». В случае внедрения данного проекта НГДУ «Ямашнефть» дополнительно утилизирует порядка 18990 тыс. м³/год газа (согласно данным 2012 года, с учетом коэффициента загрузки - 0,8). По итогам реализации внедрения электростанций Capstone (2 этап) ожидается повышение степени утилизации ПНГ на 2,08 %. По ПАО "Татнефть" данный показатель достигнет значения 95,81 %.

На основании расчетов технико-экономических показателей была определена целесообразность строительства системы газосбора для передачи попутного нефтяного газа с объектов НГДУ «Ямашнефть» на МЦСП с последующей переработкой на МГПЗ. Внедрение варианта обустройство системы газосбора приведет к более ощутимому экономическому эффекту: лучшие показатели по величине ЧДД, сроку окупаемости при близких суммарных удельных затратах на единицу объема утилизируемого газа.

Рациональное использование бензолсодержащей фракции

Р.М. Шугулев, А.А. Шугулева (НГДУ «Елховнефть»)

Рост автомобильного парка в мире и связанное с этим увеличение загрязнения окружающей среды предъявляют более жесткие требования к качеству вырабатываемого бензинов в части их экологических свойств. В первую очередь это относится к ограничениям в составе бензинов бензола и суммы ароматических углеводородов.

Цель данной работы: Применение бензолсодержащей фракции ЕНПУ с целью повышения эффективности борьбы с АСПО и снижения производственных затрат.

Нормы ограничения по содержанию бензола (менее 1% об.) и содержанию серы (менее 10 мг/кг) в автомобильных бензинах отображены в Техническом регламенте Таможенного союза (Таблица 1). В связи с принятием данного регламента появилась необходимость снижения содержания бензола в товарном бензине ЕНПУ.

Таблица 1

Технический регламент (ТР ТС 013/2011)

Характеристики автомобильных бензинов	Единица измерения	Нормы в отношении			
		До 31 декабря 2010 года	До 31 декабря 2011 года	До 31 декабря 2014 года	срок не ограничен
		класса 2	класса 3	класса 4	класса 5
Массовая доля серы, не более	мг/кг	500	150	50	10
Объемная доля бензола, не более	%	5	1	1	1
Октановое число:					
по исследовательскому методу, не менее		92	92	92	92
по моторному методу, не менее		83	83	83	83
Объемная доля углеводородов, не более:					
Ароматических	%	-	42	35	35

В 2011 году была построена и введена в эксплуатацию установка получения безбензольного компонента товарного бензина БКТБ позволяющая ЕНПУ выпускать бензины соответствующие классам 3, 4, 5 Технического регламента с содержанием бензола до 1 % объемных.

Побочным продуктом данной установки является бензолсодержащая фракция (БСФ), которая представляет собой бензиновую фракцию (60-105 °С) с содержанием ароматических углеводородов до 16%.

В настоящее время бензолсодержащая фракция в количестве 12÷15 тн/сут (более 4 000 т/год) в смеси с возвратной нефтью ЕНПУ поступает на Кичуйский товарный парк и далее реализовывается в составе товарной нефти Кичуйского ТП в магистральную систему ОАО АК «Транснефть».

Были проведены испытания бензолсодержащей фракции в качестве растворителя и выявили высокую эффективность БСФ при растворении асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Из таблицы №2 видно, что растворители парафина нефтяной (РПН) НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Альметьевнефть» растворили образец АСПО за 5÷6 часов, когда как БСФ ЕНПУ – за 2,5 часа при одинаковых лабораторных условиях. Высокая растворяющая способность БСФ ЕНПУ дополнительно подтверждена исследованиями института «ТатНИПИнефть».

Таблица 2

Наименование раствора	Время выдержки, час	Температура, °С	Растворение навески, %
БСФ ЕНПУ	2,5	20	100
Прямогонный бензин ЕНПУ	4	20	100
РПН НГДУ «Лениногорскнефть»	6	20	100
Дистиллат НГДУ «Альметьевнефть»	5	20	100

Из таблицы можно сделать вывод, что все растворители хорошо растворяют АСПО. Но вследствие того, что время выдержки для бензолсодержащей фракции меньше, то ее можно считать лучшим из представленных растворителей.

БСФ рекомендована для опытно -промысловых испытаний в технологиях промывки и очистки скважин от органических отложений, ОПЗ пластов (после квалифицированной оценки пожаро- и взрывобезопасности продукта и степени влияния на здоровье рабочего персонала).

Содержание бензола в БСФ до 10% об., БСФ по транспортной опасности относится к 3 классу (по ГОСТ 14192 и 19433), по степени воздействия на организм человека к 4 классу опасности (по ГОСТ 12.1.007), что позволяет использовать БСФ при проведении работ по борьбе с АСПО.

Для организации сбора и отпуска бензольной фракции ЕНПУ предлагается использовать существующее технологическое оборудование, а именно буферную емкость Е-9/2 (200 м³) для накопления БСФ и АСН-5 (автоматизированная система налива) для дальнейшей реализации БСФ потребителю.

Реализации проекта позволит:

- реализовывать до 4 000 тн./год высокоэффективного растворителя АСПО структурным подразделениям ПАО "Татнефть", получить экономическую выгоду от реализации БСФ
- рационально применить побочный продукт ЕНПУ.

**Оптимизация затрат на содержание химико-аналитических лабораторий ПАО
"Татнефть". Современные требования к испытательным лабораториям. Внедрение
системы менеджмента качества в испытательных лабораториях**

М.А.Тураева (НГДУ «Альметьевнефть»)

В компании ПАО "Татнефть" вопросы качества добываемой и перерабатываемой продукции очень важны и имеют социально-экономическое значение. Около 65% от всего объема нефти компании сдается через коммерческие узлы учета нефти СИКН №224 ПСП «Альметьевск» и СИКН №225 ПСП «Калейкино» цеха по приему-сдаче нефти НГДУ «Альметьевнефть», которые являются конечной точкой сдачи нефти, добытой с месторождений ПАО "Татнефть" в систему МН ОАО «АК» Транснефть».

Полная информация о качестве сдаваемой нефти в МН ОАО «АК» Транснефть» формируется в результате проведения анализа свойств и состава нефти в испытательной лаборатории ЦПСН, в которую входят две группы - ПСП «Альметьевск» при СИКН №224 и ПСП «Калейкино» при СИКН №225. Достоверная информация о качестве выпускаемой продукции одинаково важна, как для поставщика, так и для потребителя. Поэтому, лаборатории должны быть аккредитованы в установленном порядке и соответствовать всем критериям аккредитации.

С 01.07.2014г. в действие вступил Федеральный Закон №412 от 28.12.2013г. «Об аккредитации в национальной системе аккредитации». П.2 статьи 5 ФЗ-412 гласит, что одним из принципов аккредитации является *добровольность*. То есть владелец лаборатории вправе самостоятельно решать – нужна ли аккредитация для ХАЛ. Но для производственной лаборатории при коммерческом учете нефти единственным и определяющим фактором являются требования Заказчика, которым является ОАО «АК» Транснефть». Поэтому на сегодняшний день важной и неизбежной задачей в 2015 году в целом для компании «Татнефть» является – подтверждение технической компетентности и расширение области аккредитации ХАЛ (групп ПСП «Альметьевск» и ПСП «Калейкино») ЦПСН НГДУ «Альметьевнефть».

В то же время, через объединенные СИКН №224, №225 производится сдача нефти от 11 узлов подкачки 6-ти нефтегазодобывающих управлений ПАО "Татнефть". При оперативных СИКН НГДУ находятся испытательные лаборатории, восемь из которых аккредитованы в установленном порядке, и имеют действующие свидетельства об аккредитации. Это ХАЛ при СИКН №204 НГДУ «АН», СИКН №219 НГДУ «ДН», СИКН №208,209,211,217 НГДУ «ЕН», СИКН №218 НГДУ «ЯН», СИКН №222 НГДУ «ЛН». В данном случае прием-сдача нефти ведется между структурными подразделениями в

пределах одного юридического лица – ПАО "Татнефть", то есть лаборатории выполняют испытания для внутренних нужд ПАО "Татнефть". Поэтому, в целях оптимизации затрат на содержание вышеупомянутых химико-аналитических лабораторий предлагаю процедуру аккредитации заменить процедурой проведения оценки состояния измерений.

Данное предложение позволит значительно снизить затраты на аккредитацию ХАЛ ПАО "Татнефть", а так же упростит процедуру подготовки к оценке состояния измерений, так как требования, предъявляемые к порядку организации и проведения оценки состояния измерений в испытательных лабораториях, намного упрощены по сравнению с требованиями, предъявляемыми к процедуре аккредитации ХАЛ.

С вступлением с 01.07.2014 года федерального закона об аккредитации изменился порядок действий при аккредитации, технические требования, требования к системе менеджмента и многое другое.

Проблемы, возникающие в ходе взаимодействия с национальным органом по аккредитации требуют компетентности и оперативности в решении вопросов на уровне представительства компании «Татнефть». Для полноценной деятельности химико-аналитических лабораторий ПАО "Татнефть" необходимо внедрение новой структуры, отвечающей за функционирование испытательных лабораторий. Предлагаемый состав структуры: руководитель, который в целом отвечает за деятельность ХАЛ, инженер по качеству, отвечающий за функционирование системы менеджмента качества в лабораториях и инженер-химик, отвечающий за обеспечение лабораторий качественными химическими реактивами, посудой и курирующий обслуживание подрядными организациями дорогостоящих приборов в ХАЛ, таких как хроматограф, спектроскан, титратор и т.д.

Предложение о внедрении новой структуры, ответственной за функционирование ХАЛ, позволит вывести деятельность лаборатории на новый современный уровень: улучшит управление ХАЛ, повысит качество испытаний, обеспечит оперативность и компетентность в решении вопросов взаимодействия с органами федеральной власти.

Новая система будет создана в помощь структурным подразделениям ПАО "Татнефть", которая будет осуществлять свою деятельность с учетом всех особенностей химико-аналитических лабораторий нашей компании.

Вывод бокового погона (фракция 330-360°C) фракционирующей колонны установки Гидрокрекинг

И.Р. Сулейманов, Д.А. Хромов (ОАО «ТАНЕКО»)

В процессе эксплуатации установки Гидрокрекинг, в период производства зимнего дизельного топлива, выявлено увеличение количества дизельной фракции 330-360°C в кубе фракционирующей колонны поз.4100C0202 и вывод ее в смеси с гидроочищенным вакуумным газойлем. Это обусловлено тем, что в изначальном проекте установки Гидрокрекинг не был предусмотрен отбор фракции 330-360°C, т.к. рассматривался выпуск только летнего дизельного топлива.

В период с 16 по 18 июля 2014 года, с участием разработчика технологического процесса - компания Chevron Lummus Global LLC, был проведен фиксированный пробег установки Гидрокрекинг с целью определения соответствия показателей технологического режима, лабораторных анализов проектным данным, а также выявления «узких мест», ограничивающих работу установки на максимальной производительности. В ходе анализа кривой ИТК и фракционного состава дизельной фракции, и остатка гидрокрекинга выяснилось, что количество фракции 330-360°C составляет 10% от сырья или 21% от выхода дизельного топлива.

Увеличение фракции 330-360°C в кубе фракционирующей колонны объясняется следующим: для получения дизельного топлива класса 2 с показателями температуры помутнения не выше -22°C и температуры фильтруемости не выше -32°C необходимо:

- а) понизить температуру конца кипения дизельной фракции с 360°C до 330°C. Это достигается путем снижения отбора балансового количества дизельной фракции;
- б) понизить температуру начала кипения. Это достигается путем объединения потоков керосиновой и дизельной фракции и уменьшением температуры верха колонны поз.C0202.

В результате чего дизельная фракция 330-360°C, по трубопроводу внутреннего орошения колонны поз.C0202, поступает в куб колонны фракционирования. Из куба колонны дизельная фракция 330-360°C выводится с непревращенным остатком гидрокрекинга.

Для решения данной проблемы предлагается установить дополнительную отпарную колонну дизельной фракции. Сырьем колонны станет фракция 330-360°C. Отпарная колонна дизельной фракции снабжена ребойлером, в котором будет происходить стабилизация фракции за счет тепла гидроочищенного газойля куба колонны фракционирования.

Кубовая жидкость (дизельная фракция) из отпарной колонны будет откачиваться насосом поз. Р-020xA/B последовательно через теплообменники поз. Е-0xxxА/В, затем

проходить воздушный холодильник поз. А-020х, концевой холодильник поз. Е-020х, охлаждаемый оборотной водой, и далее, с температурой не более 38 °С, выдаваться в парк готовой продукции, либо откачиваться в качестве сырья в сырьевую емкость установки производства базовых масел.

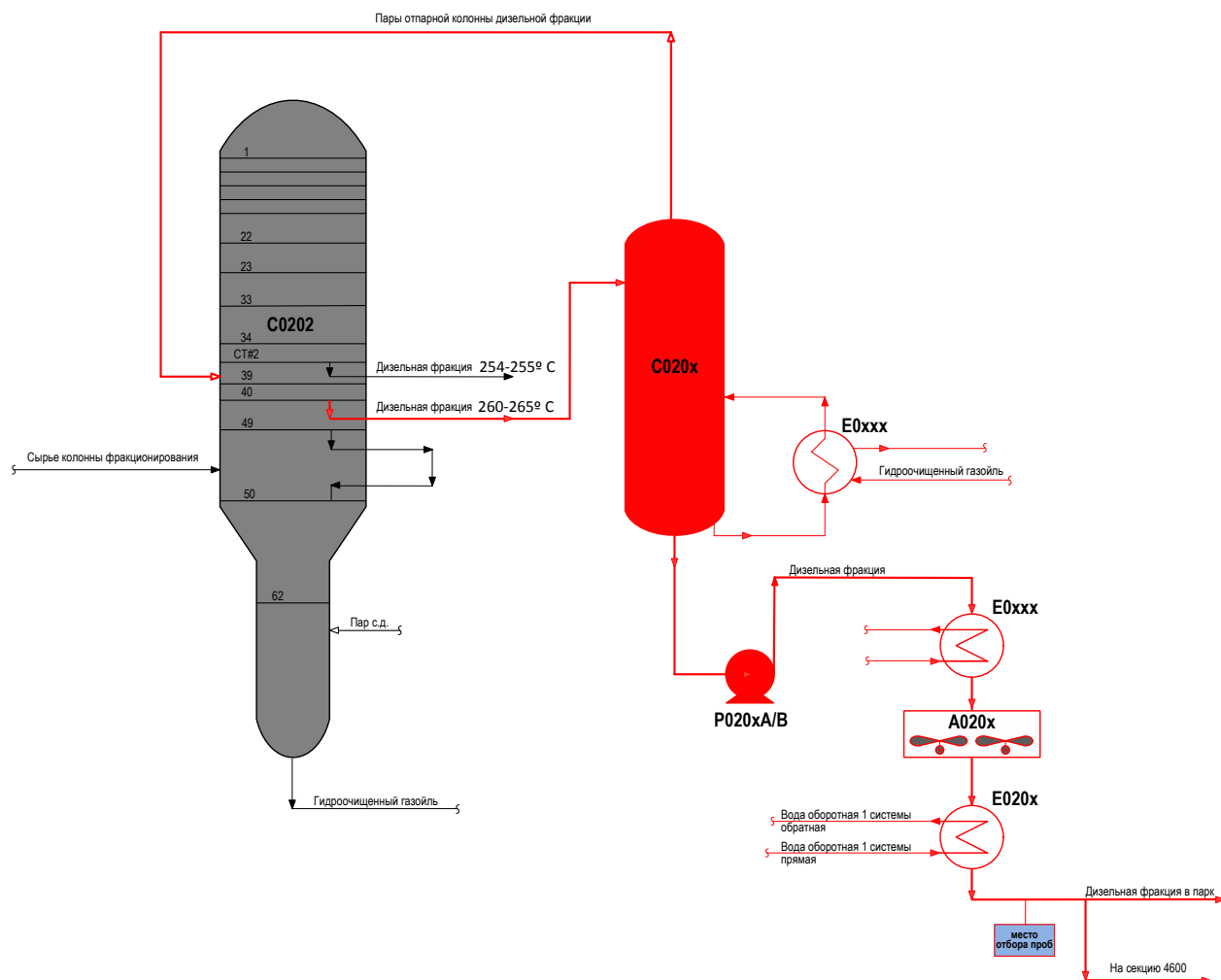


Рисунок 1 – Принципиальная схема вывода бокового погона (фракция 330-360°C) фракционирующей колонны

Проведенное исследование позволяет рекомендовать использование разработанного способа вывода фракции 330-360°C отдельным потоком из фракционирующей колонны поз.4100C0202 установки Гидрокрекинг. Инвестиции в проект составят 312 740 376 рублей, дисконтированный срок окупаемости с момента начала строительства 2,19 года.

Чистый дисконтированный доход на год окупаемости составит 190,55 млн. рублей.

Система идентификации нарушителей ПБ и ОТ, выявленных посредством видеорегистрации

Р.Н. Кутдусов (УК ООО «ТМС групп»)

Инструмент «Видеорегистрация» начали внедрять в УК «ТМС групп» в 2012 году. Одними из целей внедрения стояли:

- контроль и влияние на персонал, в части снижения производственного травматизма;
- повышение производительности труда;
- повышение качества оказываемых услуг;
- и обеспечение сохранности имущества компании.

Основными объектами контроля исполнения требований ПБ и ОТ на сегодняшний день являются следующие технологические процессы: выездные звенья МС-НПО, занятые ремонтом и обслуживанием оборудования на объектах заказчика, агрегаты перевозки штанг «НКТ-Сервис» - осуществляющие завоз-вывоз с объектов глубинно-насосного оборудования, автокраны и зоны погрузочно-разгрузочных работ в подразделениях, а также цеховые производственные процессы

Проблемными моментами при имеющейся схеме мониторинга были:

1. Оператор ЦУП не мог идентифицировать работника допустившего нарушение;
2. Несвоевременно доводилась информация до руководителя подразделения работника, допустившего нарушение о случае выявления его в ЦУП;
3. Отсутствовала общая база данных по работникам допустивших нарушения производственных и недопустимых рисков ПБ и ОТ.

Для устранения этих проблем, мною было принято решение автоматизировать систему учета и эскалации выявляемых нарушений.

Первым делом была описана основная модель рабочего процесса для автоматизированной системы и было принято решение ввести данный функционал в имеющуюся программу 1С:ЦУП99.

Для этого я перенес описанную вышеуказанную модель в ЕРС схему, в которой указан маршрут зарегистрированного нарушения. После чего модель была исполнена в программном варианте.

На сегодняшний день алгоритм выявленного нарушения имеет след. вид: оператор ЦУП при просмотре видеоматериалов, выявляет нарушение, фиксирует факт выявленного

нарушения в 1С:ЦУП99 внося в него «скриншот» нарушения и ссылку на видеоматериал. При указании наименования подразделения, система автоматически определяет ФИО руководителя и инженера ПБиОТ подразделения, которым направляется сообщение по электронной почте. В сообщении указываются все данные: дата видео, место установки камеры, наименование выявленного нарушения согласно чек-листа. Также указываются сроки предоставления информации о нарушителе, согласно стандарту.

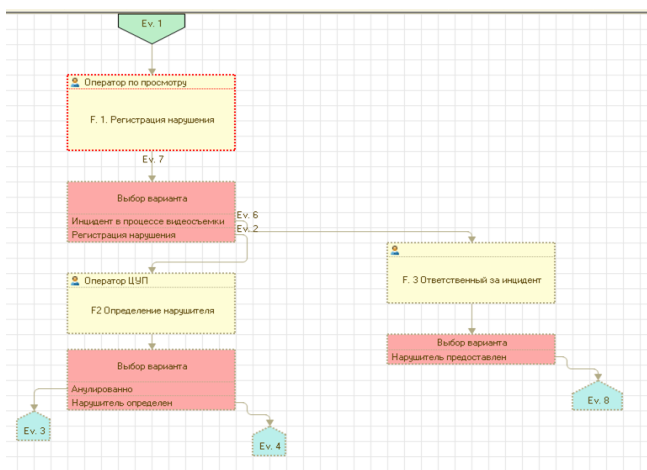


Рис.1 EPC схема в программном варианте 1С.

Отсутствие в течении 5 раб. дней предоставленных данных о нарушителе фиксируется в виде суток просрочек с указанием незакрытых заявок и направляется в аппарат управления УО и руководству компании.

На сегодняшний день по шести УО введены на контроль 200 производственных (листинговых) и недопустимых рисков. И если по каждой УО с помощью данной системы, будет исключено на 100% хотя бы по 3 риска, то условный экономический эффект составит 7 млн. 200 тыс. рублей

Также в данную систему планируется также фиксировать выявленные несоответствия требований ПБиОТ и с других источников, таких как: видеокраудсорсинг, постоянной действующие комиссии и нарушений выявленные сторонними организациями.

И все же хочется сказать о главной стратегической цели и эффекте внедрения данной системы. Он не заключается в том, что бы больше применить мер к работникам, а в том чтобы значительно сократить уровень допускаемых нарушений ПБ и ОТ: заинтересовать работника в части соблюдения общепринятых правил, обеспечить своевременный контроль от руководства, свести к нулю случаи производственного травматизма и сохранить жизнь и здоровье нашим работникам, которые являются главной ценностью компании.

Применение камеры заднего вида при монтаже подъемного агрегата

Д.В.Давлетишин (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Политика компании «Татнефть» в области охраны труда и промышленной безопасности направлена на снижение травмоопасности и аварийности рабочих процессов, на усовершенствование применяемого оборудования и технологических операций.

В настоящее время согласно техническим условиям на монтаж передвижных агрегатов, монтаж подъемного агрегата производится машинистом под руководством старшего оператора ПРС. Во время установки мачты машинист подъемного агрегата подает автомобиль задним ходом к устью скважины практически «вслепую» по командам оператора ПРС, видимым лишь по зеркалам заднего вида.

При этом оператору после каждого действия необходимо входить в опасную зону между устьем скважины и подъемным агрегатом и производить замер расстояния между ними.

Данный способ установки подъемного агрегата на устье скважины опасен не только повреждением устьевой арматуры и агрегата, но и опасностью травмирования операторов.

Для исключения подобной травмоопасной ситуации предлагаю установить на подъемный агрегат камеру заднего вида с монитором в кабине машиниста, а также два лазерных указателя закрепленных на домкратах и отрегулированных таким образом, что излучаемые ими лучи света пересекались в точке удаленной от устья скважины на расстояние 1200мм от оси основания агрегата. С помощью камеры заднего вида получается достоверная и полная картина всего происходящего в пространстве позади подъемного агрегата, а применение лазерных указателей позволяет с ювелирной точностью установить мачту по центру к устью скважины.

Подобные травмоопасные ситуации возникают и при выполнении других операций. В 2013г. в НГДУ «Азнакаевскнефть» во время переезда бригады ПРС при расцепке культбудки от тягача произошел несчастный случай. Водитель также управлял тягачом по сигналам операторов, поскольку не имел возможности визуального контроля мертвой зоны. Оператор был травмирован. Случай был расследован комиссией НГДУ. НИСом по заданию управления промышленной безопасности и охраны труда ПАО "Татнефть" была разработана соответствующая инструкция, тем не менее, применение камер заднего вида в обоснованных случаях дооснащенные лазерными указателями или иными дополнительными приспособлениями позволило бы значительно снизить травмоопасность и аварийность.

Таким образом, использование данного оборудования не только сокращает время, затраченное на установку подъемного агрегата, но и исключает травмоопасность этой операции в целом, исчезает необходимость входа операторов ПРС в опасную зону.

Данное предложение оформлено как рационализаторское.

С подобной травмоопасной ситуацией сталкиваются все бригады ПРС а в случаях сцепки-расцепки прицепа во всех подразделениях ПАО "Татнефть".

Новый подход в управлении производственными рисками

Д.В.Векентьев (НГДУ «Альметьевнефть»)

В процессе своей жизнедеятельности человек создал условия, которые при нынешних методах эксплуатации природных ресурсов подвергают опасности, угрозе получения травм, несчастных случаев. Что такое Опасность? Опасность - это любые явления, способные в определенных условиях причинить ущерб здоровью и жизни человека. Когда мы нарушаем правила безопасности, например не одеваем защитные очки, не используем предохранительный пояс или работаем на неисправном оборудовании, мы совершаем опасные действия. Вероятность того, что каждое такое действие приведет к травматическим последствиям, не значительна, но она существует. И когда такие действия повторяются регулярно – риск получения травмы кратно возрастает. Люди будут травмироваться в пропорциях, сопоставимых с пирамидой происшествий. Травм будет тем больше, чем больше будет опасных действий и ситуаций. И наоборот. Существующие методы управления рисками, доказали, что на каждые 300 травмоопасных ситуаций, приходится 30 легких травм или микротравм. На каждые 30 легких травм приходится 1 несчастный случай с тяжелым или смертельным исходом. Это наглядно представлено в виде пирамиды. Очень важно понять, если не происходит инцидентов, нельзя из этого факта делать вывод, что охрана труда на высоте. Они отсутствуют по чистой случайности и могут приключиться в любой момент, поскольку в действительности на участке скопилось огромное количество травмоопасных ситуаций, которые при неблагоприятном стечении обстоятельств, могут привести к несчастному случаю, травме.

Однако, все это теория. А что же на практике?! Рассмотрим конкретный пример – участок производственного обслуживания. В УПО осуществляются многочисленные технологические процессы, сопровождающиеся опасностями. Это работа на станках, сварочном и другом оборудовании, изготовление клапанов, дозаторных установок и так далее. Работающий персонал повсюду встречается с травмоопасными ситуациями.

Например, токарь во время работы на станке подвергается - механическому, силовому, термическому, электрическому, и другим воздействиям, которые могут травмировать работника.

Что же нам делать, чтобы реально управлять производственными рисками и не допустить реализацию несчастного случая? Как разрушить эту пирамиду? Первое. Нам необходимо научиться видеть травмоопасные ситуации. Думать на шаг вперед. Второе. Принять усиленные меры по устранению опасной ситуации. Третье. Зафиксировать ТОС и сообщить руководству. Чтобы не забывать, постоянно видеть, знать и показывать другим. «Осведомлен – значит вооружен». Четвертое. Проверить, нет ли подобных ситуаций на соседних участках, если они есть, то растиражировать принятые меры по их устранению. И, наконец, пятое. Осуществлять постоянное наблюдение и контроль за устранением опасных ситуаций.

В этом вопросе принципиально важна письменная фиксация опасной ситуации, ее визуализация. В УПО вывешен так называемый крест безопасности, который отражает календарные дни месяца. По окончании рабочего дня ячейка креста безопасности заполняется маркером определенного цвета. Зеленым - если опасных ситуаций не зафиксировано, желтым – выявлены и зафиксированы травмоопасные ситуации, красным – получена травма с потерей трудоспособности.

Что для этого сделано. Изготовлен и установлен на самом видном месте стенд, чтобы можно было визуализировать трамоопасные ситуации, вывесить крест безопасности и пирамиду происшествий. Подготовлено и размещено на стенде несколько памяток, в которых даны определения и примеры травмоопасных ситуаций, микротравм, причин их возникновения и возможные травматические последствия на части тела человека. Необходимость фиксации травмоопасных ситуаций в журнале довели до работников на собрании. Совместно обошли территорию участка и наглядно показали несколько опасных ситуаций для понимания. На сегодняшний день рабочими УПО зарегистрирована 51 травмоопасная ситуация, причины 43 травмоопасных ситуаций устранены, по 6 разработаны мероприятия.

Конечно коллеги, можно надеяться, что опасное действие, повлекшее возникновению несчастного случая, никто не сделает. Но если есть опасные ситуации, значит вероятность серьезных травм остается. В этом процессе должны участвовать не только мастера и руководители, но и каждый рабочий. Только при участии каждого работника мы реально сможем управлять производственными рисками, бороться с первопричинами травм и аварий, а не устранять их последствия.

Оптимизация процесса согласования нарядов-допусков на огневые работы

О.В.Егорова, Д.В.Векентьев (НГДУ «Альметьевнефть»)

Неотъемлемой частью производственного процесса объектов НГДУ является проведение работ повышенной опасности, к которым относятся: огневые, газоопасные, земляные работы и работы на высоте.

Так как львиную долю из всех перечисленных работ составляют огневые работы, в своем докладе остановлюсь именно на них.

Регламентирующими документами для проведения огневых работ являются «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» и «Инструкция по организации и безопасному ведению огневых работ на объектах ПАО "Татнефть"».

Основанием для разрешения проведения огневых работ на объектах НГДУ и является оформленный и утвержденный в установленном порядке наряд-допуск.

Рассмотрим существующую схему оформления, согласования и утверждения.

Начинается процесс с оформления мастером наряда-допуска. Тип согласования является последовательным.

Далее он заносит его на согласование начальнику цеха и после этого везет наряд-допуск на согласование в отдел ПБиОТ НГДУ.

Рассмотренные специалистом отдела ПБиОТ наряды заносятся на утверждение главному инженеру и начальнику ЦИТС.

После этого, вечером все утвержденные наряды увозят из ЦИТС на рассмотрение в пожарную часть.

Утром следующего дня наряды-допуски рассматриваются начальником пожарной части и только после этого доставляются (опять же на транспорте) мастеру цеха для организации и проведения работ.

Как мы видим, процедура оформления и согласования нарядов-допусков является продолжительным процессом и связана с определенными трудовыми и транспортными затратами.

В 2014 году по этой громоздкой схеме на объектах НГДУ было оформлено 6626 нарядов-допусков.

Анализ показывает, что в связи с различной удаленностью цехов от НГДУ ежедневное согласование по данной схеме приводит к непроизводительным затратам рабочего времени мастера на сопровождение (2835 часов в год) и транспортным затратам на перевозку нарядов-допусков (4171 моточасов в год).

Чтобы их исключить мы попробовали оптимизировать существующий процесс согласования с помощью СЭД «Практика». Рассмотрим предлагаемые изменения процесса согласования и утверждения нарядов-допусков.

Мастер в установленном порядке оформляет наряд-допуск и отправляет его на согласование по СЭД «Практика» начальнику цеха и специалисту отдела ПБ и ОТ. Далее согласованный наряд автоматически отправляется на утверждение главному инженеру (либо начальнику ЦИТС). После этого документ отправляется по СЭД «Практика» на рассмотрение начальнику пожарной части. Согласованный и утвержденный документ утром возвращается к мастеру.

Для исключения задержек документа применяется параллельное согласование.

Как видно из схемы пропала необходимость перемещения наряда-допуска специалистом цеха.

Для сравнительного анализа рассмотрим на примере ЦППД.

Таким образом, мы получаем экономию рабочего времени мастера ЦППД в размере 162 часов в год и стопроцентное исключение транспортных затрат на перемещение и сопровождение нарядов-допусков.

Для внедрения данной схемы с целью повышения производительности труда и оптимизации процесса согласования нарядов-допусков нами проделана следующая работа.

1. Пересмотрена процедура согласования и утверждения нарядов-допусков.
2. Установлено три рабочих места СЭД «Практика» в пожарной части.

Дальнейшей нашей задачей является участие в пересмотре «Инструкции...» на научно-техническом совете Ростехнадзора в июле 2015 года.

Итак, в результате оптимизации схемы мы получили условную экономию трудовых и транспортных затрат, которую можно направить на выполнение производственных задач.

В заключении хочу сказать, что опробованная нами оптимизация старых сложившихся правил может стать оптимальным решением задач без ущерба для производства.

Обеспечение безопасности при использовании квадроциклов

И.Н. Халитов, Р.Р. Садыков (НГДУ «Бавлынефть»)

Безопасность в производственной деятельности является задачей номер один. Максимальное сокращение производственных опасностей и рисков, безопасность условий

труда, предупреждение травматизма и аварийности, сокращение негативного воздействия на окружающую среду – важнейшие цели Компании.

В НГДУ «Бавлынефть» с целью оптимизации рабочих мест и повышении производительности труда широко используется малогабаритная вездеходная техника. На примере схемы обходов можем это увидеть. Если до внедрения квадроциклов было 11 обходов, которые обслуживали 11 операторов ДНиГ, то с внедрением квадроциклов их стало 9. Помимо квадроциклов и снегоходов также используются и снегоболотоходы амфибии «Тингер».

На сегодняшний день в цехах используются 29 единиц квадроциклов марки CFMOTO. Из них 24 типа сид-бай-сид с откидывающим кузовом и 5 квадроциклов.

Каждое место базирования мото-вездеходов, базы ЦДНГ обеспечены местами хранения и мини мойками для поддержания техники в чистом виде. Все водители обучены на право водить мотовездеходные средства и имеют водительские удостоверения категории А1. Ежедневно перед выездом все водители: -проходят инструктаж; -освидетельствование на предмет наличия паров алкоголя в выдыхаемом воздухе на алкотестере, с фиксацией на видео-регистраторе и медосвидетельствование у медработника с записью в журнале;

Разработан СТАНДАРТ по эксплуатации, ремонту и обслуживанию малогабаритной внедорожной техники в цехах. Проведен лицензированными специалистами вводный инструктаж по безопасной эксплуатации, правилам и особенностям вождения каждым видом квадроцикла. Снят обучающий видеофильм.

Все квадроциклы обеспечены индивидуальными средствами защиты и системами контроля за правилами промышленной безопасности. Каждый квадроцикл обеспечен системой видео-регистрации и системой спутникового мониторинга GPS-трекерами. Специалистами цехов, отделом ПБиОТ и ЦИТС ведется мониторинг каждого мотовездехода по системе видео-регистрации и GPS-навигации. Установлено ограничение по скорости движения мотовездехода до 30 км/час. Все водители мотовездеходов обеспечены мотошлемами, а водители квадроциклов еще и защитными панцирями и наколенниками. Каждый квадроцикл дополнительно укомплектован автомобильной аптечкой, огнетушителем и светоотражающим жилетом.

На построенных системой мониторинга WialonLocal треках обхода скважин отображается маршрут движения, дата, время и скорость движения. С целью контроля над безопасностью водителя при движении на мотовездеходе, разработан следующий алгоритм фиксации использования средств индивидуальной защиты. Перед началом

движения водитель встает перед видеорегистратором, надевает мотошлем и садится в мотовездеход.

Большое внимание было уделено при выборе квадроциклов для закупки. Используемые квадроциклы имеют следующие характеристики влияющие на безопасность водителей: наличие ремней безопасности, наличие защитных дуг, ветрового стекла, наличие крыши, самооткидывающего кузова, лебедки, наличие осветительных фар, наличие указателей поворота, предупредительных знаков на откидывающихся и движущихся механизмах, а также на органах управления. С целью обеспечения использования только исправной техники заведены личные карточки на каждую единицу техники, где фиксируется пробег, состояние, проведения технического обслуживания, проводится периодическое техническое обслуживания специалистами официального дилера имеющие необходимую квалификацию и лицензии на обслуживание данной техники. Разработаны стандарты ежедневного обслуживания и пред рейсового осмотра техники для каждого вида мотовездеходов. На базе ЦДНГ-2 создана станция по ремонту и обслуживанию малогабаритной вездеходной техники. Где созданы все условия для проведения безопасного и качественного обслуживания техники сертифицированными инструментами.

Согласно расчетно-статистической оценки затрат от несчастных случаев на производстве, приведенный в кратком наставлении работнику компании «Безопасный труд», минимально ожидаемые потери предприятия по причине несчастных случаев и инцидентов составляет 11 млн. 490 тыс. руб. Внедрение квадроциклов позволяет повысить производительность труда операторов ДНиГ, но при этом увеличивается риск получения травм. Выполнения вышеуказанных мероприятий позволяют предупредить и устранить данные риски. Безопасный труд – право каждого человека и работники компании ПАО "Татнефть" ощущают и видят это на реальных действиях со стороны руководства компании. Обеспечение требований безопасности работников во всех сферах производственной деятельности является не только защитой здоровья персонала, но и защитой экономической эффективности самого предприятия.

Обеспечение безопасных условий труда, при обслуживании скважин оборудованных двухлифтовыми установками для одновременно-раздельной добычи нефти

Х.А. Ахмедов, Д.Е. Лапаскин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В современных условиях, когда конкурентоспособность компании на быстро меняющемся рынке зависит от высокой производительности, энергоэффективности и

повышения рентабельности производства, технология одновременно-раздельной добычи нефти приобретает все большее значение. В настоящее время ПАО «Татнефть» активно развивает данную технологию, что обеспечивает эффективную эксплуатацию месторождений.

По состоянию на 1 января 2015 года в НГДУ «Лениногорскнефть» эксплуатируется 14 таких скважин.

Но эффективность не будет достигнута без своевременного проведения обслуживания оборудования скважин с поддержанием их в постоянной работоспособности.

Конструктивное решение оборудования не обеспечивает безопасное выполнение элементарных операций, которые необходимо провести работнику при обслуживании скважины и такие виды операций как замена сальникового уплотнения полированного штока, регулировка ШВЛ, динамометрирование требует от обслуживающего персонала можно сказать акробатических навыков, так как зачастую работнику для проведения этой операции необходим подъем на высоту, который производится без специальных для этого приспособлений что является не безопасно для работника.

Для выявления травмоопасных ситуаций был применен принцип треугольника Хейнриха. Хайнрих, изучив причины и обстоятельства десятков тысяч несчастных случаев, вывел следующую количественную зависимость. На каждый смертельный несчастный случай или серьезную травму на рабочем месте приходится 30 микротравм, т.е. легких травм, не вызвавших потери трудоспособности, и 300 ситуаций, когда травмы едва удавалось избежать.

Хейнрих обосновал, что исключить событие на вершине треугольника можно, если устранить ряд небольших событий в его основании, т.е. предлагает управлять рисками безопасности – любыми травмоопасными ситуациями, а выполнение указанных ранее видов операций как раз и являются травмоопасными которые могут привести к 1 тяжелому несчастному случаю в 10 лет, 3 легким травмам в год.

Для снижения риска возникновения травмоопасных ситуаций при обслуживании скважин оборудованных двухлифтовыми установками для одновременно-раздельной добычи нефти спроектирована и внедрена мобильная площадка, которая предназначена для проведения технологических операций и обеспечения безопасности при проведении данных работ.

Представленная конструкция полностью изготавливается из металла. Технические параметры подобраны с учетом нагрузки, влажности, температурного режима и агрессивности среды, в которой будет осуществляться эксплуатация, соответствует п.34

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Настил площадки выполнен из рефленного листа исключающего возможность скольжения. Конструкция оборудована наклонной лестницей, высота площадки 55 сантиметров над уровнем земли.

Под две основные стойки-опоры залит бетонный фундамент для обеспечения устойчивости и фиксации на замки с помощью петель, что предотвращает кражу площадки.

Площадка имеет разборную стальную конструкцию, размер и вес элементов площадки рассчитан таким образом, чтобы монтаж можно было провести двумя работниками, а в случае необходимости возможен демонтаж рабочей площадки на время проведения текущего или капитального ремонта скважин и других работ. В случае необходимости площадку можно использовать на другой скважине.

Стоимость изготовления рабочей площадки составляет 9 484,17 рублей.

Внедрение мобильных площадок для обслуживания скважин оборудованных двухлифтовыми установками для одновременно-раздельной добычи нефти на объектах ПАО "Татнефть" позволяет максимально снизить риск возникновения травмоопасных ситуаций среди обслуживающего персонала при выполнении производственных задач, что является приоритетной задачей нашей Компании.

На изобретение оформлено и подано рационализаторское предложение.

Полигон для практических занятий по пожарно-техническому минимуму

Р.М. Миннебаев (НГДУ «Джалильнефть»)

Целью данной работы является: выполнение приказа МЧС № 645 от 12 декабря 2007г. «Обучение мерам пожарной безопасности работников организации» в частности проведения практических занятий, приобретение навыков пользования огнетушителями и пожарными кранами, создание условий для безопасного проведения практических занятий с использованием огнетушителей, исключение нанесения вреда окружающей среде при практическом использовании огнетушителей.

В программах обучения пожарно-техническому минимуму различных категорий работников согласно приказа МЧС №645 от 12 декабря 2007г об утверждении норм пожарной безопасности «Обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» входит практическое занятие, которое должно включает практическое ознакомление с огнетушителем и тренировка с использованием пожарного крана. Но в

настоящее время данные занятия организуются только в основном с работниками входящими в нештатные противопожарные формирования подразделений НГДУ.

В связи с чем, я предлагаю оборудовать полигон размерами 30 на 20 метров на территории ПЧ-32 ФКУ «2 ОФПС ГПС по РТ». Где будут размещены две площадки: для занятий с пожарным краном и площадка с модулем для проведения практических занятий с огнетушителями.

Для проведения практических занятий с огнетушителями я предлагаю изготовить модуль.

Для экономии средств, предлагаю использовать огнетушители, у которых подходит срок перезарядки. По заранее разработанному и утвержденному графику зарядки огнетушителей, персонал конкретного цеха будет направлен на данный полигон, имея с собой запас огнетушителей, подлежащий перезарядке в данном месяце.

Порядок работы: двое пожарных производят заправку горючим веществом и поджег ветоши закрепленной на специальном приспособлении. В качестве горючего вещества предлагаю использовать смесь бензина АИ-80 и дизельного топлива в соотношении 50х50 из расчёта 50гр. на 1 работника. Через шиберное отверстие приспособление с горящей ветошью по направляющим подаётся внутрь модуля. Работник тем временем приводит огнетушитель в рабочее положение отрывает пломбу, извлекает чеку, просовывает шланг в отверстие, правую руку вдевает в перчатку закрепленную к стенке модуля. После подачи сигнала готовности старшим обучаемый работник производит тушение пламени. Пожарный стряхивает порошок и извлекает приспособление. Затем цикл повторяется. Порошок собирается в специальной емкости.

Кратко останавлиюсь на практических занятиях с пожарным рукавом. На площадке размерами 15 на 20 метров размещен пожарный кран с рукавом и стволом. Для экономии времени возле пожарного крана размещен дополнительный рукав, а сама площадка разделена на две зоны: 1-для практических занятий, 2- зона скатки рукавов.

Порядок работы с пожарным рукавом. Двое обучаемых подходят к пожарному крану, один берёт в руки пожарный ствол и бежит второй в это время открывает кран. После полной размотки рукава первый обучаемый эмитирует тушение пожара. Затем закрыв пожарный кран и отсоединив рукав, обучаемые перемещаются на зону скатки рукава, где производят его сбор.

Сооружение полигона позволит: выполнить приказ МЧС № 645 от 12 декабря 2007г. «Обучение мерам пожарной безопасности работников организации» в частности проведения практических занятий, приобрести навыки пользования огнетушителями и пожарными кранами, создать условия для безопасного проведения практических занятий

с использованием огнетушителей, исключить нанесение вреда окружающей среде при практическом использовании огнетушителей.

**Повышение степени безопасности персонала в следствии использования
беспроводной технологии контроля уровня загазованности при проведении работ
повышенной опасности на объектах подготовки и переработки нефти**

Р.Н.Садриев, М.Д.Шафигуллин (НГДУ «Елховнефть»)

Проблема обеспечения безопасности, предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций при эксплуатации технологического оборудования является ведущим фактором, определяющим безопасность персонала, населения и окружающей среды.

При проведении аварийных и ремонтно-восстановительных работ в местах с возможностью внезапного выделения токсичных или горючих газов должен быть установлен постоянный контроль на протяжении всего времени производства работ. Бригады, занятые на работах, связанных с возможным выделением токсичных или горючих газов, должны быть обеспечены приборами контроля концентрации газов в воздухе.

Своевременное обнаружение опасных концентраций газов зависит от качества проведения замера. Также важнейшей задачей является предупреждение работников проводящих работы в опасной зоне.

Системы газоанализаторов с кабельной передачей данных обладают недостатками. Основным является большие затраты средств и времени на прокладку новых коммуникаций и кабелей.

С целью обеспечения постоянного контроля концентрации воздушной среды в рабочей зоне и своевременного оповещения предлагается использовать беспроводную систему обнаружения газа «MeshGuard».

Беспроводная система обнаружения газа «MeshGuard» обеспечивает быстрое развертывание оборудования в широком диапазоне сфер применения, в которых важна безопасность промышленного производства и дистанционный контроль. Эта система сочетает в себе технологию обнаружения газа и своевременную беспроводную технологию, которые обеспечивают управление в реальном времени и устраняют необходимость в продолжительных и дорогостоящих проектах прокладки кабеля. Это приемлемое решение для нефтеперерабатывающих и химических заводов, буровых и нефтедобывающих предприятий.

Беспроводная система обнаружения газа «MeshGuard» поддерживает программную платформу «ProRAEGuardian», которая дает возможность создания «виртуального командного центра» для служб охраны труда и промышленной безопасности. Это дает возможность непрерывного удаленного мониторинга загазованности воздушной среды на объектах. Что в свою очередь повышает безопасность производства работ с возможным выделением токсичных, горючих или взрывоопасных газов.

Основные достоинства системы «MeshGuard»:

1. Постоянный контроль воздушной среды;
2. Быстрое развертывание системы;
3. Отсутствует необходимость в отвлечении работников с целью проведения замера воздушной среды;
4. Отсутствие необходимости в привлечении доп. лиц для ведения постоянного замера и записи данных;
5. Обеспечение требований охраны труда и промышленной безопасности в сфере обнаружения дозврывных и токсичных концентраций газов;
6. Соответствие нормам по обеспечению безопасного мониторинга токсичных газов и промышленной безопасности.

Сферы применения данной системы:

- объекты со сравнительно большой территорией и с малым количеством обслуживающего персонала;
- цеха подготовки нефти;
- нефтепереработка;
- резервуарные парки;
- огневые и газоопасные работы.

Внедрение данной системы позволит:

- осуществлять непрерывный дистанционный контроль загазованности воздушной среды и незамедлительно реагировать на нештатную ситуацию;
- своевременно обнаруживать концентрации газов и незамедлительно оповещать исполнителей работ;
- упростить систему кабельных коммуникаций объекта.

Оптимизация процесса проведения аттестации ИТР по промышленной безопасности

Л.А. Хайруллина (НГДУ «Ямашнефть»)

Развитие НГДУ «Ямашнефть», входящего в состав ПАО "Татнефть", одной из стратегических нефтяных компаний России, основывается на прогрессивных технологиях, обеспечивающих стабильно высокое качество деятельности. При совершенствовании производства и его составляющих элементов НГДУ «Ямашнефть», параллельно с вопросами повышения эффективности, оптимизации затрат, снижения энергоёмкости, в обязательном порядке рассматривает и вопросы повышения производственной безопасности, уровня эргономичности, снижения степени влияния производственных факторов на здоровье работников, в том числе максимального исключения тяжёлого труда. И это в целом — специфика политики ПАО "Татнефть". В подразделениях компании стратегия безопасности выделена в особый приоритет, она составляет одну из основ корпоративной культуры. Принцип «труд ради жизни» — один из ключевых в политике развития. Работник, задействованный в безопасных производственных процессах, уверенный в благополучии не только относительно себя, но и своей семьи, и, главное, здоровый, всегда способен сделать свою работу лучше, значит, и эффективней для предприятия и компании.

Компания ПАО "Татнефть" стремится к снижению риска на рабочих местах, предупреждению несчастных случаев на производстве и в целом — к высокому уровню в области промышленной безопасности и охраны труда. Охрана труда и промышленная безопасность остаются приоритетными направлениями в деятельности предприятия.

Ежегодно на реализацию программ по охране труда направляются миллионы рублей, организуется тысячи профилактических мероприятий, планомерно проводится обучение. Без сомнения, эти средства оправданы. Проведенный мной расчет зависимости травматизма в НГДУ «Ямашнефть» от затрат на охрану труда на основе графика уравнения парной регрессии доказывает, что каждый вложенный в организацию безопасных условий труда рубль своей цели достигает. В то же время, существует возможность оптимизации имеющихся затрат.

Важнейшим составляющим звеном в охране труда и промышленной безопасности является дисциплина. Поэтому для группы компаний «Татнефть» обучение работников по промышленной безопасности, по охране труда, по безопасному производству работ всегда было в приоритете.

За период с 1 января по 31 декабря 2014 года в НГДУ «Ямашнефть» 230 ИТР прошли обучение в НОУ «ЦПК-Татнефть» и были аттестованы по ПБ и ОТ.

Схема аттестации всем нам прекрасно известна. В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» система аттестации работников цехов и отделов по промышленной безопасности, охране недр организована по следующей схеме: обучение в НОУ ЦПК (4-5 дней) и сдача экзамена при участии ЧАК НГДУ в учебном классе Управления по программе ОлимпОКС.

Производственные цеха нашего управления находятся на большом удалении от города, расстояние доходит до 60-90 км. А большинство работников проживают в сельской местности, близ цехов. При организации проведения аттестации работников цехов и отделов по промышленной безопасности, охране недр работникам приходится ехать в город, чтобы сдать экзамен в системе ОлимпОКС. А это дополнительные транспортные расходы, трудовые затраты, к тому же повышенный риск.

Учитывая эти моменты, мы предлагаем оптимизировать процесс аттестации работников – создать возможность сдавать экзамены дистанционно путем организации видеомоста с удаленными производственными цехами.

Сегодня все цеха оснащены всей необходимой аппаратурой для организации конференц-связи. Программа ОлимпОКС установлена и работает в цехах. В зале для совещаний НГДУ «Ямашнефть» также имеется все необходимые данные и сведения для реализации проекта.

Таким образом, ничто не препятствует проведению аттестации дистанционно. При этом комиссия так же будет наблюдать за ходом сдачи экзамена посредством веб-камеры по монитору. Результаты аттестации в виде печатных материалов после завершения экзамена будут переданы в отдел ПБ и ОТ для хранения и формирования Прокола об аттестации работников.

Пробный тест программы нами был проведен в апреле. Заместитель начальника ЦДНГ-1 Равиль Шамсутдинов продемонстрировал действенность программы в тестовом режиме.

Мы смогли увидеть, что программа не препятствует передаче ЧАК достоверных данных, результаты моментально фиксируются в программе ОлимпОКС.

Применение проекта оптимизации процесса аттестации ИТР позволит сократить транспортные расходы, трудовые затраты цехов, а также, позволит уменьшить риски и повысить безопасность работников.

Улучшение условий труда и снижение степени риска обслуживающего персонала наливной эстакады путем внедрения системы нижнего налива

Р.М. Шугулев, А.А. Шугулева (НГДУ «Елховнефть»)

В связи с ежегодным значительным ростом объема потребления нефтепродуктов во всех странах мира вопрос о качестве транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов становится всё актуальнее, ведь основные проблемы, возникающие при этих операциях – это обеспечение экологической и пожарной безопасности объектов, а также повышение уровня безопасности обслуживающего персонала.

Целью данной работы является улучшение условий труда и снижение риска обслуживающего персонала наливной эстакады, внедрением системы нижнего налива.

Традиционно, нефтепродукты наливались в автоцистерны через горловину, установленную на верхней части цистерны. Конструктивно система верхнего налива представляет собой стояк с наконечником (опускаемым в заливной люк автоцистерны) на шарнирах. Она позволяет обслуживать автоцистерны практически любого типа без оснащения их дополнительным оборудованием.

Система верхнего налива имеет ряд недостатков.

Налив нефтепродуктов в автоцистерну верхним способом требует постоянного присутствия оператора на верхней палубе цистерны. Оператор должен двигаться по узкому трапу, расположенному на значительной высоте (около 3х метров), и управлять громоздким оборудованием, занимая при этом неудобные позиции. Ко всем неудобствам следует добавить вероятность плохой погоды и неизбежное вдыхание вредных паров бензина, а оператор обязан иметь ясную голову и оперативно реагировать на возникновение нештатных ситуаций. Кроме этого, при верхнем наливке велика вероятность падения с крыш цистерн, получения тяжелых травм.

Так же установлено, что в ходе каждой операции слива (налива) бензина, на каждый куб. метр переваливаемого объема, в атмосферу выбрасывается (вытесняется) 1,0-1,5 м³ паровоздушной смеси («большие» дыхания), в каждом куб. метре которой содержится от 0,5 до 1,3 кг паров углеводородов. Углеводородные газы, исходящие через наливной люк в атмосферу, оказывают отрицательное воздействие на условия работы технологического персонала, окружающую среду.

Пары бензина очень токсичны для человека, и их вдыхание может вызвать как острое, так и хроническое отравление. Токсические свойства связаны с наркотическим действием на центральную нервную систему. Различные добавки (компоненты)

усиливают его токсическое действие. С повышением температуры окружающего воздуха опасность отравления значительно возрастает.

В октябре 2014 года во время проведения планово-профилактического ремонта провели модернизацию системы налива на ЕНПУ под комбинированный налив верхний и нижний (АСН-6ВНГ), с отводом паров углеводородов на абсорбционную систему улавливания и рекуперацию паров бензина АСУР-ПБ-200).

Нижний налив - это способ закачивания нефтепродуктов в автоцистерны через систему клапанов и фитингов, установленных под днищем автоцистерны.

При нижнем наливе нефтепродуктов оператор в течение всего процесса находится на земле, в полной безопасности. Весь процесс налива оператор контролирует по монитору и готов моментально вмешаться в случае нештатной ситуации.

Переливание нефтепродукта через люк при верхнем наливе, может привести к воспламенению, загрязнению окружающей среды и потерям продукции. Вероятность проливания нефтепродуктов и опасность их возгорания в наливном терминале, полностью устраняет (при нижнем наливе) система предотвращения переполнения емкостей.

Практическое использование системы нижнего налива в комплексе с установкой АСУР-ПБ приводит к эффективному сбору паров нефтепродуктов. Свыше 95 % паров, выбрасываемых в атмосферу, может быть собрано и переработано. Установка АСУР-ПБ предназначена для улавливания и рекуперации паров углеводородных газов из газовой среды в местах перевалки, хранения, реализации нефтепродуктов, что позволяет свести к минимуму количество выбрасываемых паров углеводородов в атмосферу. Тем самым, снизить их вредное воздействие на рабочий персонал и окружающую среду.

Модернизация системы нижнего налива в ЕНПУ позволяет решить основные задачи:

- улучшить условия работы технологического персонала, обеспечивая;
- безопасность, простоту и удобство в работе операторов налива;
- минимизировать риска пролива нефтепродукта;
- значительно улучшить условия труда за счет снижения содержания углеводородов на рабочем месте оператора сливо-наливной эстакады;
- получить прямую экономическую выгоду от использования данного оборудования за счет возврата ЛФУ в производственный цикл или их реализации как товарной продукции- реализации одной тонны нефтепродуктов улавливается и возвращается до 1,5 кг нефтепродуктов.

Повышение уровня качества обучения рабочих методам и приемам безопасной работы, путем проведения видеоинструктажей

А.Н. Кирилов, И.Р. Галимов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Компетентность по охране труда означает наличие и демонстрацию необходимой подготовки, достаточных знаний, умений и опыта для выполнения конкретной работы. Уровень компетенции работников в сфере охраны труда напрямую влияет на безопасность и здоровье работников организации, поэтому проблема повышения компетентности работников в сфере охраны труда очень актуальна на сегодняшний день. В настоящее время инструктаж по охране труда зачастую проводится в устной форме, без использования наглядного материала.

Альтернативой традиционному подходу проведения инструктажей, на наш взгляд, является инструктаж с широким использованием специальных видеофильмов – видеоинструктажей, которые создаются на основании и в полном соответствии с действующими нормативными требованиями в области охраны труда. Так как видеоизображение имеет повышенную запоминаемость, возрастает степень восприятия текста инструкций, происходит улучшение качества обучения рабочих методам и приемам безопасной работы. После завершения просмотра видеоинструктажа, работнику задаются контрольные вопросы, для того чтобы оценить насколько он усвоил данный вид инструктажа.

На сегодняшний день в НГДУ «Нурлатнефть» для проведения инструктажей работникам управления, разработаны видео инструктажи на дисковых носителях. Это такие инструктажи как:

1. Инструктаж по первой доврачебной, медицинской помощи для работников НГДУ «НН»;
2. Анимированная инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на объектах НГДУ «НН»;
3. Инструкция по организации и безопасному ведению огневых работ на объектах ПАО "Татнефть";
4. Видеоинструкции по эксплуатации снегоходов «Буран» для работников НГДУ «НН»;
5. Организация безопасного производства работ, выполняемых сторонними организациями на объектах НГДУ «НН»;
6. Анимированная инструкция по организации и безопасному ведению огневых работ на объектах ПАО "Татнефть".

Каждый видео инструктаж включает в себя пять частей:

1. Общие требования безопасности;
2. Требования безопасности перед началом работы;
3. Требования безопасности во время работы;
4. Требования безопасности в аварийных ситуациях;
5. Требования безопасности по окончании работы.

Во всех административных зданиях объектов НГДУ «Нурлатнефть», в местах вынужденного ожидания установлены ЖК мониторы. На которых в течении всего рабочего дня показываются видеоинструктажи и видеолекции.

Мы пришли к выводу, что внедрение видеоинструктажей позволит нам:

1. Наглядно продемонстрировать наиболее безопасные способы проведения работ;
2. Выявить вредные и опасные производственные факторы, а также определить методы борьбы с ними;
3. Обеспечить необходимое качество инструктажа непосредственно на объектах предприятия.

Анализ влияния инструментов бережливого производства на промышленную безопасность и охрану труда, явные и скрытые плюсы от внедрения

Н.И. Шмидт (НГДУ «Ямашнефть»)

На сегодняшний день в компании ПАО "Татнефть" активно внедряется бережливое производство, в связи, с чем актуальность и новизна работы заключается в рассмотрении вопроса влияния инструментов Lean на промышленную безопасность работников и охрану труда.

На сегодняшний день, на передний план вопросов безопасности жизнедеятельности выходят вопросы охраны труда и, как следствие, понятие «культуры безопасного труда». Огромную роль здесь играет обычный порядок, четкая последовательность всех производственных операций, а также визуализация опасных зон и отдельных опасных объектов или их свойств.

С 2013 г. в НГДУ «Ямашнефть» проводятся работы по повышению эффективности труда персонала с помощью инструментов бережливого производства.

В рамках внедрения инструмента стандартизация на сегодняшний день разработано 111 стандартных операционных карт, охватывающих основные операции персонала.

Их применение позволило повысить информативность работников, что способствовало сокращению количества нарушений промышленной безопасности и

охраны труда на 9,3%, или на 0,12 нарушений на 1 объект, сократить время проведения повторных инструктажей на 25 мин. (с 3ч. 45 мин. до 3 час. 20 мин.) количества простоев скважин на 1,33% и потерь нефти на 2,14% (8,5 т/сут или 3102,5 т/год), а также увеличить степень контроля скважин, участвующих в мероприятиях инвестиционной программы, это позволило увеличить эффективность программы в сравнении с 2013 г. на 0,4% (570,43 т/год).

Была проведена работа по разработке стенда по промышленной безопасности и охране труда с целью упорядочивания и унификации регламентирующих документов в области охраны труда и промышленной безопасности. В процессе работы было выявлено отсутствие единого стандарта стенда, а также в регламентирующих документах четкого перечня необходимой информации, в связи с чем был разработан и внедрен стандарт работы с информационными стендами, было написано рационализаторское предложение.

Визуализация очень важна, она активизирует, чувство опасности.

«Почувствовав» (увидев) опасность, организм автоматически выбрасывает в кровь адреналин, благодаря чему все недомогания отходят на задний план, голова начинает четко мыслить, руки-ноги начинают точно двигаться именно так, как надо, концентрируется внимание, человек действует четко и безопасно.

Вот почему применяемая в НГДУ «Ямашнефть» раскраска и зонирование полов, оборудования, использование знаков безопасности, отражающих свет элементов и т.п. – огромное достижение и благо для охраны труда.

В НГДУ активно пропагандируется здоровый образ жизни - стиль поведения современного преуспевающего работника, представляющий собой основополагающую идею развития кадрового потенциала, и осуществляться с использованием современных средств и технологий, прежде всего с помощью социальной рекламы.

В рамках внедрения инструмента 5 С для средств индивидуальной защиты и личной гигиены (перчатки, каски, очки, мыло и т.д.), спец. одежды, были определены и визуализированы места хранения, ведь они являются важными элементами для сохранения жизни и здоровья человека.

Таким образом, бережливое производство, наводя порядок, т.е. создавая «хорошие» условия для производительного труда, оптимизируя производственную среду и трудовой процесс, т.е. предупреждая невольное попадание работника в опасную зону и неверные движения, визуализируя невидимые опасности, и тем самым, активизируя нашу осторожность, невольно и невольно, осознанно или нет, но создают безопасные условия труда, новую по методам и прогрессивную по идеям «бережливую охрану труда». И наша цель – ноль безопасность людей и отсутствие аварийных ситуаций это реально.

Разработка и внедрение программного комплекса «Наряд-допуск для работ повышенной опасности»

И.А. Хазеев, С.Т. Яруллин, М.А. Коломоец (ООО «ТатАИСнефть»)

На сегодняшний день одной из наиболее важнейших задач компании является обеспечение безопасности при проведении работ повышенной опасности. Системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности, а именно оформление работы специальным документом, нарядом-допуском.

Наряд-допуск это письменное разрешение на производство работ, в котором указывается характер, место, время начала и окончания работы, условия ее безопасного проведения, состав работающих и ответственных за безопасность работ, указанных в наряде-допуске.

При оформлении тратится много времени на заполнение наряда-допуска, а также невозможно корректировать ошибочно введенные данные при его заполнении

Для оптимизации данного процесса была разработана специалистами ООО «ТатАИСнефть» программа «Наряд-допуск для работ повышенной опасности».

Программа функционирует следующим образом:

После запуска программы открывается главное меню. Оно состоит из шести вкладок:

- в первой вкладке заполняются следующие поля: организация, цех, вид работ, присваивается № наряд-допуска и т.д;
- во второй – СИЗ, особые условия, требуемые приложения;
- в третьей – состав бригады, начало и окончание работ, информация о выдающем наряд-допуск;
- в четвертой – анализ воздушной среды и согласование с контролирующими службами;
- в пятой – ответственный за подготовку и проведение работ повышенной опасности;
- в шестой – указывается срок действия наряд-допуска с реквизитами ответственных сторон;

При правильном заполнении получаем наряд-допуск в формате Excel, в противном случае программа автоматически помечает незаполненные строки или ошибочно введенные данные красным цветом.

Экономический эффект получили за счет сокращения времени на заполнение наряда-допуска и увеличения эффективности производственного процесса. Также мы

рассмотрели рост выручки после внедрения программного комплекса, используя данные по плану общей выручки на одного сотрудника ООО «ТатАИСнефть».

Таким образом, можно сделать вывод, что данная программа не только упрощает процесс создания наряда-допуска, но и исключает ошибки при его создании. А так же в дальнейшем позволяет создать единую базу регистрации нарядов-допусков.

Повышение трудовой дисциплины за счет эффективного использования системы видеорегистрации

И.Н. Адылгареев (ООО «Татнефть-АльметьевскРемСервис»)

На сегодняшний день очень много бригад по ремонту скважин производят работы вдали от дома, на территории других субъектов РФ и даже за рубежом. Это обстоятельство может повлиять на некоторых работников как знак – работа в зоне слабого контроля, как со стороны производственной, так и со стороны трудовой дисциплины.

Все бригады по ремонту скважин обеспечены системой видеорегистрации, камеры которых расположены согласно разработанного стандарта (две устьевые камеры, общий вид и камера в вагон-домике) что позволяет охватить весь процесс ремонта скважины. Видеоматериал ежедневно предоставляется в службу видеорегистрации на жестких внешних носителях, где в первую очередь проверяется наличие и качество записи. При просмотре записи проверяется достоверность передаваемой информации путем сравнения данных из двух часовой сводки, электронных индикаторов технологических параметров и записи видеоматериала. Все выявленные нарушения формируются в отчет и направляются в цеха, для принятия корректирующих действий. В течение 48 часов предоставляется ответ или принятые меры, а также проводятся совещания на уровне главного инженера с привлечением ИТР цеха и общества. На рабочем вокзале ежедневно показываются ролики с выявленными нарушениями. Цель всех этих мероприятий привить правильную производственную привычку персоналу. С целью исключения не информирования персонала о выявленных нарушениях, нарушителю направляется СМС сообщение. Все данные о выявленных нарушениях заносятся в базу «1С» где при подведении итогов, можно сделать вывод как работает сотрудник.

На сегодняшний день организован целевой контроль из десяти узко направленных параметров (бездействие вахты во время технологических перерывов, правильная работа с оборудованием находящимся под давлением, прохождении медицинского освидетельствования и т.д.). Все параметры взяты на процессный контроль, где после истечения времени, если нарушение не устранено заводится проект.

В 2014 году правилами дорожного движения ужесточена ответственность водителей, сажаящихся за руль в нетрезвом виде. Логично, установить повышенную ответственность и для работников, особенно там, где нужны повышенная концентрация внимания и точность движений. Особенно это актуально и необходимо когда работники проживают и работают вдали от постоянного места проживания, там, где отсутствует постоянный, ежедневный медицинский контроль.

К примеру, на объекте ООО «Лукойл-Пермь» последствия появления работника на рабочем месте в нетрезвом виде приведут к приостановке работ и к штрафным санкциям в размере 1 миллиона 206 тысяч рублей.

Поэтому в целях повышения ответственности работников компании, укрепления трудовой и производственной дисциплины разработан и введен в действие «Стандарт о порядке проведения работникам освидетельствования на состояние алкогольного опьянения».

Прохождение работниками освидетельствования в бригадных условиях фиксируется видеокамерой системы видеорегистрации, находящейся в вагон-домике, позволяющей в полной мере контролировать данный процесс. Информация о прохождении освидетельствования командированными работниками, помимо соответствующего журнала, заносится в «Личную карточку...» и передаются по сводке. Освидетельствование работников проводится в начале и по окончании каждой рабочей смены. Мастера (руководители объектов) самостоятельно проходят освидетельствование в начале дневной смены, один раз в сутки. Обязанности по проведению освидетельствования с использованием алкотестера возлагаются на мастера бригады или руководителя объекта. В процессе освидетельствования в зоне охвата видеокамеры непрерывно должны находиться работники, проходящий и проводящий освидетельствование. Показания алкотестера демонстрируются на видеокамеру, обеспечив условия, при которых показания на дисплее прибора будут отчетливо видны на мониторе компьютера, и соответственно при просмотре материалов видеорегистрации. Работая на объектах ООО «Лукойл-Пермь», мастера бригад непосредственно ощутили всю полезность и необходимость данного мероприятия. Проведение освидетельствования на алкогольное опьянение перед началом и после окончания смены всех присутствующих на объекте работников дисциплинирует их, и повышает ответственность за конечный результат.

Внедрение данного метода проведения работникам освидетельствования на состояние алкогольного опьянения» позволяет:

- повысить производственную и трудовую дисциплину;

- 100% контролировать прохождение освидетельствования на состояние алкогольного опьянения;
- убрать соблазн употребления алкоголя на рабочих местах;
- поехать на работу, нормально отработать и вернуться живым и здоровым домой.

Сохранение жизнедеятельности персонала от рисков отравления сероводородом

И.Н. Фазлеев (ОАО «ТАНЕКО»)

Установка производства серы предназначена для переработки сероводорода, поступающего с кислыми газами, в элементарную серу путем каталитической окислительной конверсии по методу Клауса.

Учитывая большую мощность по сырью, стоит принять строгие меры защиты персонала при возникновении нештатных ситуаций, таких как загазованность, взрыв и возгорание.

Сероводород опасен при вдыхании, т.к. способен нарушить внутриклеточное усвоение кислорода, что может привести к кислородному голоданию. Коварство данного соединения в том, что уже после нескольких вдохов, человек перестает ощущать его запах. Если при этом концентрация газа повышается, то возможно отравление организма и летальный исход.

Во избежание этого, в операторной проектом предусмотрены кнопки ручного аварийного останова вентиляционной системы.

Но стоит учесть и влияние человеческого фактора в экстренной ситуации, т.е. в состоянии паники персонал может растеряться и не отключить вентиляцию.

В случае разгерметизации или полном разрушении сырьевых сепараторов, имеется риск отравления воздуха сероводородом в здании операторной и всего находящегося там персонала (порядка 30 человек).

Предлагаю завязать датчики загазованности по сероводороду, находящиеся в радиусе более 170 м от здания контроллерной, с вентиляционной системой титула, т.е. при поступлении сигнала загазованности на контроллер по факту срабатывания двух датчиков из двух, в последовательности, подается дискретный сигнал на противоаварийную защиту, что отключает электродвигатели воздуходувок приточно-вытяжной камеры.

Внедрение данного новшества позволит сохранить жизни рабочего персонала при риске возникновения нештатных ситуаций, что и является первостепенной целью на производстве.

Внедрение в систему выдачи путевых листов данных по периодическим проверкам знаний

И.М. Губайдуллин (ООО «УК «Татспецтранспорт», ООО «Елховское УТТ»)

Предлагаем дополнить систему «АСУ-Транспорт» выдачи путевых листов с учетом периодических проверок знаний.

Ограничение выдачи путевых листов позволит избежать выхода на линию водителей с вышедшими сроками действия медосмотров и проверок знаний электробезопасности и основной профессии.

За 10 дней программа сигнализирует (предупреждающим цветом) о приближении окончания периодических проверок знаний. Работник диспетчерской службы сообщает об этом начальнику подразделения и непосредственно, работнику о необходимости прохождения периодической проверки знания. Если периодическая проверка не проведена и не внесены изменения в программу «Асу-Транспорт», то путевой лист не выдается (программа сигнализирует запрещающим цветом). Что исключает допуск работника к выполнению своих должностных обязанностей с нарушениями по охране труда и промышленной безопасности.

Создание института ответственных исполнителей безопасного производства огневых работ на взрывопожароопасных объектах управления «Татнефтегазпереработка»

И.С. Зиннуров, Н.Н. Закирова (Управление «Татнефтегазпереработка»)

В перспективе развития технологических объектов управления «Татнефтегазпереработка» планируется произвести:

- Реконструкцию установки Миннибаевской сероочистки
- Строительство газосборной сети с объектов НГДУ «Ямашнефть»
- Строительство блочных очистных сооружений
- Реконструкцию установки компримирования сырого газа
- Строительство общезаводской факельной системы
- Реконструкцию установки сероочистки производительностью 1 млрд.
- Строительство и реконструкция сливо-наливных эстакад
- Реконструкцию резервуарных парков складского хозяйства
- Строительство газопровода от УСО-1 до участка коллектора для сбора сернистого газа от УП-1а до МЦПС

- Реконструкцию установки низкотемпературной конденсации и ректификации (УНТКР)

- Строительство ГФУ-400

Масштаб работ огромный. Все направления требуют тщательного подхода и подготовки, так как управление «Татнефтегазпереработка» является взрывопожароопасным объектом. На таком объекте огневые работы ведутся под наблюдением инженерно-технического работника. Как правило, ИТР всегда загружены и по физическим причинам они не могут присутствовать сразу на нескольких местах. Для решения данной проблемы предлагаем запустить проект «Создание института ответственных исполнителей безопасного производства огневых работ на взрывопожароопасных объектах управления «Татнефтегазпереработка» из числа высококвалифицированных работников управления.

Данный проект включает:

- 1) Разработка дополнений к «Инструкции по организации и безопасному ведению сварочных и других огневых работ на объектах управления «Татнефтегазпереработка» ИБТВ-00-002-12».
- 2) Обучение высококвалифицированных работников управления.
- 3) Аттестация и стажировка по ведению огневых работ на объектах управления «Татнефтегазпереработка».

Повышение энергоэффективности систем освещения

М.Н. Дырдонов (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

На сегодняшний день задача экономии энергоресурсов и их эффективное использование является приоритетной не только государства, но и каждого человека в отдельности. Этот вопрос является актуальным для предприятия.

На примере административно-бытового корпуса № 16 предлагаю заменить установленные люминесцентные лампы на светодиодные трубки Т-8.

Выпускаются светодиодные трубки длиной 600, 900 и 1200 мм. Они легко заменяют традиционные люминесцентные лампы с трубкой Т8, так как могут использоваться при напряжении сети 110-240 В переменного тока. Светодиодные трубки обладают повышенным сроком службы, ярким свечением и не загрязняют окружающую среду.

В связи с повышающимися тарифами на электроэнергию использование светодиодных трубок Т-8 становится всё более и более целесообразным. Даже при

нынешних ценах на светодиодные трубки Т-8, которые в 5-10 раз выше, чем на люминесцентные лампы, Т-8 окупается за счёт экономии электроэнергии и увеличения срока службы ламп.

С учётом 5-дневной рабочей недели и специфики рабочего процесса (работа в выходные дни и сверхурочно) и среднем тарифе на электроэнергию за 1 кВт – 3,74 руб., получим, что средняя стоимость электроэнергии за год для светодиодных трубок Т-8 – 78629,76 руб., а для люминесцентных ламп – 275204,16 руб. Т.о. экономия составляет $275204,16 - 78629,76 = 196574,4$ руб. в год.

Таблица 1 – Показатели экономической эффективности проекта

Показатели	Сумма
Экономия, руб.	196574,4
Стоимость проекта (капиталовложения): стоимость закупаемых ламп + стоимость работ на замену, руб.	554650
Срок окупаемости, лет	2,9

Необходимо отметить, что срок эксплуатации люминесцентной лампы в среднем составляет 1 год, а светодиодной трубки Т-8 – 15-20 лет. Тогда затраты на эксплуатацию в расчете на 20 лет будут составлять: а) при использовании люминесцентных ламп: 1095 шт. $\times$ 40 руб. $\times$ 20 лет = 876000 руб.; б) при использовании светодиодных трубок Т-8: 1095 шт. $\times$ 470 руб. = 514650 руб. Таким образом, экономия затрат на эксплуатацию составляет 361350 руб.

Кроме того, во время эксплуатации светодиодных трубок Т-8 сократятся затраты на их обслуживание (человеко-часы). И светодиодные трубки Т-8 являются экологически чистыми, т.е. не содержат в составе конструкции ртути, и, соответственно не требуют дополнительных затрат на утилизацию. Что, в целом, снизит себестоимость выполняемых работ и повысит эффективность всей деятельности предприятия.

Геодезические наблюдения за осадками фундаментов зданий и сооружений газоперерабатывающего завода УТНГП ПАО "Татнефть"

Д.А.Столяров (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Миннибаевский газоперерабатывающий завод управления «Татнефтегазпереработка» (г.Альметьевск) представляет собой крупный промышленный объект повышенной опасности республиканского значения.

В соответствии с Федеральным законом №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997, с изменениями от 30.12.2008, организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте в установленные сроки. Один из основных элементов экспертизы - обследование конструкций зданий и сооружений, где важной частью является геодезический контроль за осадками фундаментов зданий и сооружений.

В 2009 году по заказу Управления «ТНГП» нашим структурным подразделением совместно с НПП ООО «Растр» был разработан проект по созданию системы геодезических наблюдений за осадками фундаментов зданий и сооружений газоперерабатывающего завода. До 2009 г. геодезические работы по определению осадок и деформаций на всех объектах завода не выполнялись.

Согласно разработанному проекту в 2009 году была создана опорная высотная основа, состоящая из шести реперов глубокого заложения (2.5-3 м). При создании неё учитывались физико-географические и инженерно-геологические условия, исключаяющие влияния осадочных явлений и динамических воздействий различного характера. Для наблюдения за деформациями фундаментов зданий и сооружений завода были заложены наблюдательные (осадочные) марки, при размещении которых учитывались конструкции фундаментов, распределение нагрузок, геологические и гидрологические условия оснований. Таким образом, нивелирная деформационная сеть представляет собой замкнутую систему ходов, состоящую из 5 фундаментальных и 1 грунтового реперов и 361 осадочной марки, расположенных на 15 объектах ГПЗ.

При проведении работ на крупных промышленных объектах обычно используют методику нивелирования II-го класса повышенной точности, которая предусматривает сочетание относительно быстрого производства работ (элементы методики II-го класса) с достижением достаточно высокого уровня точности работ (элементы методики I-го класса). Для измерений использовались нивелиры, предназначенные для высокоточного нивелирования с применением односторонних инварных реек: 1) оптико-механический нивелир Н-05 без компенсатора с цилиндрическим уровнем, использовался для работы в зоне сильных вибраций; 2) электронный цифровой нивелир DiNi 0.3 фирмы Trimble с компенсатором. В ноябре 2009 года был выполнен первый цикл работ, результаты которых были взяты как исходные. Последующие наблюдения проводились два раза в год весной и осенью. Таким образом, в период за 2009 по 2012 г.г. выполнено семь циклов

наблюдений. По результатам каждого цикла нивелирования были получены: анализ устойчивости исходных реперов; относительные превышения осадочных марок; характеристики качества нивелирования; абсолютные отметки осадочных марок; оценки точности точек сети; величины вертикальных деформаций осадочных марок.

Анализ полученных результатов наблюдений по каждому объекту Миннибаевского газоперерабатывающего завода позволяет выявить объекты как подверженные деформационным процессам, так и находящиеся в динамическом покое. Если разности отметок наблюдательных марок в сопоставляемых циклах (начального и последующих) превышают полученную величину предельного значения допустимой погрешности измерений, то в таких случаях можно говорить о выявлении осадочных процессов. На некоторых объектах ГПЗ были выявлены расхождения отметок марок, превышающие предельно допустимые значения погрешности измерений, которые можно объяснить как проявлением осадочных процессов фундаментов зданий и сооружений.

Заказчику (УТНГП) в отчетах о геодезических наблюдениях за осадками фундаментов зданий и сооружений приводится информация по всем 15 объектам ГПЗ.

Надо отметить, что из анализа за 10 циклов наблюдений максимальное расхождение отметок марок составляет $\pm 2,9$ мм. В соответствии с ГОСТом 24846-81 «Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений» максимальная осадка не превышает допустимую погрешность измерений вертикальных перемещений (± 2 мм), установленную для II класса нивелирования. Учитывая то, что значение расхождений отметок марки ($-2,9$ мм) единично, для заключения о том, что объекты подвержены осадочным процессам или происходят процессы природно-техногенного характера, покажут последующие циклы наблюдений. В настоящее время данный вид работ продолжается по всем 15 объектам завода

Улучшение условий труда работников и снижение отрицательного влияния на окружающую среду путем установки нового пылегазоулавливающего оборудования

Л.Р. Хамзина (БМЗ ПАО «Татнефть»)

Одним из основных направлений производства на Бугульминском механическом заводе является нанесение антикоррозионного покрытия на трубы, в частности нанесение внутреннего износостойкого покрытия. Для нанесения жидких и порошковых покрытий на бурильные трубы, НКТ, линейные и обсадные трубы на БМЗ в 1997 году была смонтирована линия фирмы Tuboscope. Система была спроектирована с целью абразивной обработки труб для удаления неорганических включений с их внутренней

поверхности, а также размягчения заводской окалины, чтобы достигнуть заданной чистоты и профиля шероховатости поверхности перед нанесением покрытия. Каждая установка имеет систему пылеудаления с производительностью 570 м³/час.

При работе дробеструйных камер необходимо удалять и очищать достаточно большое количество запыленного воздуха. В дальнейшем удаляемый воздух требует обязательной очистки от пыли перед выбросом наружу.

Конструкция и принцип работы пылеулавливающих установок данной линии предусматривает использование фильтрующих элементов картриджного типа. Однако при интенсивном режиме работы у фильтровального оборудования возникли проблемы. Для обеспечения безопасных условий труда необходимо ежемесячно демонтировать картриджные элементы для продувки и ежеквартально менять их на новые. В противном случае картриджные элементы забивались и пыль (грязь, окалина, ржавчина, мусор), образовавшаяся при дробеструйной обработке выбрасывалась по направлению наименьшего сопротивления: непосредственно в цех, оказывая пагубное влияние на здоровье персонала, и на улицу.

Во избежание нарушений условий труда работников, а также загрязнения окружающей среды было принято решение заменить картриджные фильтрующие элементы на рукавные, срок службы которых значительно больше, а по эффективности они не уступают картриджным. С этой целью было закуплено пылеулавливающее оборудование УВП-СТ-5-ФРИ, представляющее собой сборную металлоконструкцию, состоящую из бункера, блока фильтров и технического этажа.

Бункер представляет собой сухой инерционный пылеуловитель, в котором происходит отделение взвешенных частиц от газового потока под действием инерционных сил, возникающих при резком расширении и изменении направления потока газа. Крупные фракции отходов, потеряв скорость, оседают в бункере и осыпаются в накопители.

Более лёгкие частицы и пыль, увлекаемые потоком, осаждаются на фильтрующих элементах, обеспечивающих тонкую очистку воздуха. По мере накопления частиц на наружной поверхности фильтровального материала (образуется так называемая «шуба»), режим фильтрации изменяется.

Для поддержания режима фильтрации в требуемых пределах производится регенерация фильтровального материала.

Система регенерации предназначена для поддержания номинальной газопроницаемости фильтрующих элементов путём своевременной очистки их от пыли. Регенерация производится импульсами сжатого воздуха, которые по сигналам системы

управления подаются в фильтрующие элементы в направлении, противоположном направлению потока воздуха в фильтровальном цикле работы Фильтра.

Для сравнительного анализа фильтрующих элементов картриджного и рукавного типа были выбраны следующие основные критерии: первоначальная стоимость оборудования и срок службы и стоимость замены фильтровальных элементов.

Без учета трудозатрат на замену фильтров разница составила 615 000, рублей при достижении требуемых показателей пылегазоудаления.

Проведенный анализ показал, что стоимость эксплуатации оборудования с рукавными фильтрами значительно ниже и является экономически и технологически оправданным, а также имеет положительное влияние на условие труда работников цеха.

Снижение производственных рисков за счет организации работы уполномоченных по охране труда

Д.А. Кушилкова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Любой вид деятельности в сервисной управляющей компании сопряжен с определенными потенциальными опасностями, возникающих в результате ошибочных действий работников. Не все нарушения приводят к несчастным случаям. Некоторые приводят к так называемым микротравмам, которые не вызывают потери трудоспособности, но которые приводят к тяжёлому исходу. Гораздо реже происходят несчастные случаи с лёгким или тяжёлым исходом, ещё более редко с летальным исходом. Зависимость возникновения несчастных случаев зависит от числа нарушений. Чем больше нарушений – тем больше вероятность несчастного случая.

Для защиты от этих опасностей в сервисной управляющей компании применяются различные методы и средства защиты, из которых на производстве формируется определённая система организации работы по безопасности, охране труда, здоровью, отличающаяся характером опасностей и способами защиты от них.

Поэтому первоочередной целью компании должно являться:

- Создание безопасных условия труда
- Поддержка системы охраны труда
- Внедрение мероприятия, направленные на исключение опасностей

Чтобы снизить отрицательные факторы по обеспечению безопасности в сервисной управляющей компании привлекают к работе общественных уполномоченных по охране труда, которые постоянно находятся среди коллектива бригады и следят за безопасным производством работ.

Основные задачи уполномоченных - осуществление общественного контроля; оказание содействия в организации работы по обеспечению безопасных условий труда; представление интересов работников при рассмотрении вопросов

Организация проведения проверок:

Первый этап контроля осуществляется мастером с уполномоченным.

До начала работы проверяется состояние работников, наличие удостоверений.

При проведении проверки уполномоченные ориентируются на:

- Состояние проходов и порядок складирования и хранения инструмента;
- Санитарное состояние рабочих мест и бытовых помещений;
- Наличие технической литературы, инструкций, знаков безопасности;
- Наличие и исправность ограждающих устройств механизмов и оборудования, площадок, расположенных на высоте, техническое состояние оборудования, механизмов;
- Выполнение безопасных приёмов работы, соблюдение инструкций, нарядов;

Для мониторинга и сокращения производственных рисков в помощь уполномоченным была внедрена система Герберта Гейнриха. Данная система позволяет отслеживать и контролировать нарушения по охране труда, производить анализ и предполагать примерное количество инцидентов с травмами, опасными ситуациями, таким образом предотвращать несчастные случаи, выводя коэффициент риска. Для достижения нулевого показателя по несчастным случаям, необходимо выявлять максимальное количество нарушений и устранять их.

Для сбора информации разработана табличная форма с визуализацией рисков производственного травматизма при производстве работ бригадой. Ежедневно, после завершения работ бригадой, уполномоченный в таблице маркером соответствующего цвета проставляет отметку о риске травматизма. Зеленый цвет - риска возникновения производственного травматизма не выявлено, желтый - возникла ситуация, при которой работник мог получить травму и красный – если работник получил травму.

При возникновении ситуации, в которой работник мог получить травму, уполномоченный заполняет информацию с описанием ситуации и указанием принятых мер. С использованием данных форм в апреле 2015 года организован и начат сбор данных.

Полученная в результате работы информация будет проанализирована, для дальнейшего принятия мер по снижению травматизма.

Результаты, ожидаемые от реализации данного проекта:

- Анализ риска травматизма на предприятии;
- Снижение риска травматизма;
- Мотивация работников на снижение риска;

- Ежедневный анализ условий труда.

Таким образом, внедрение системы мониторинга и контроля за безопасностью и охраной труда позволяет: увидеть и решить проблемы, возникающие в процессе работы бригад и цеха; активизировать работу по профилактике и предупреждению травматизма и риска развития профессиональных заболеваний; укрепить трудовую и производственную дисциплину; повысить уровень контроля над соблюдением законодательства об охране труда; выявить и распространить положительный опыт в области обеспечения охраны и безопасности труда; улучшить охрану труда работников в процессе трудовой деятельности.

Снижение нарушений по ОТ и ПБ звеньев КТО Альметьевского цеха при передвижениях по редуктору без применения страховочного пояса

А.Д. Набиев (УК ООО «ТМС групп»)

История компании ООО «МехСервис-НПО» начинается с 2005года. Основной вид деятельности на этом этапе-обслуживание станков-качалок и цепных приводов штанговых скважинных насосов для нефтегазодобывающих предприятий. Одним из наиболее распространенных нарушений, при обслуживании станков –качалок, по ОТ и ПБ это не использование страховочного пояса при работе на высоте.

На рисунке 1 представлена информация в разрезе мастеров количества случаев возникновения рисков с нарастающим итогом с 08.04.14 по 19.04.14г. Здесь подробнее рассмотрим по моей бригаде. Какие замечания возникают при работе ,а также причины возникновения этих замечаний. Не поднимают руку при запуске СК –2 случая, 2. Не пристёгивают подбородочный ремень при использовании защитной каски– 4 случая, 3. Работа в одной вертикальной плоскости – 5 случаев, 4. Передвигаются по редуктору, не применяя страховочный пояс – 14 случаев

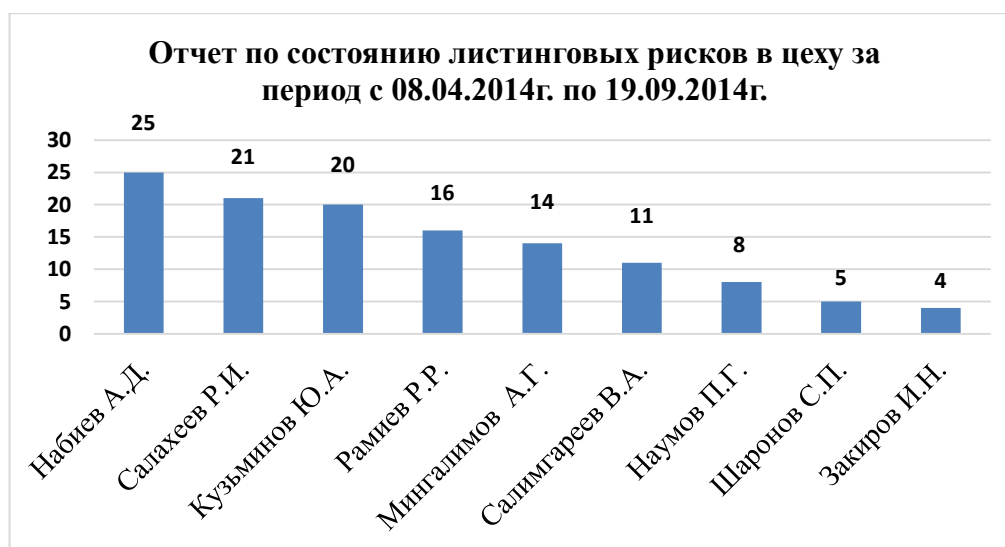


Рисунок 1. Отчет по состоянию листинговых рисков в цеху
за период с 08.04.2014г. по 19.09.2014г.

Для устранения риска: передвижение по редуктору, не применяя страховочный пояс, была проведена беседа с персоналом, по какой причине не используются предохранительные пояса ими было высказано мнение, что им не удобно при работе (70%).

Мной были изучены существующие приспособления и после испытаний был внедрен, страховочный пояс «Ампаро-330» с регулируемым стропом «Ампаро-410».

Для него была разработана и применяется в работе памятка по безопасному выполнению работ, в которой указан порядок действий. Обученный персонал – залог безопасности и повышения производительности труда.

Для контроля выполнения и снижения количества возникающих рисков ведется постоянная работа по мониторингу выявляемых мастерами производственных рисков. По результатам мониторингов выявляются наиболее часто встречающиеся риски, по которым организована работа по заведению процессов в систему Docs Vision, а далее переведена в 1С «документооборот». Со всеми работниками были заключены соглашения по соблюдению охраны труда.

Состояние производственных рисков в Альметьевском цеху после внедрения страховочного пояса «Ампаро-330» по бригаде КТО передвижение по редуктору без применения страховочного пояса 0 случаев.

Экономический эффект составил 568133 рубля. Также идет тиражирование во все цеха НПО планируемый экономический эффект после реализации данной идеи составит 4,5 миллиона рублей. Рассчитан экономический эффект. За год составил 267 тыс. руб.

В завершение своего доклада хочу показать вам видеоматериал сравнения испытания поясов с одноточечной и пяти точечной фиксацией (включая видео).

Как вы видите на стоп кадре из видео ролика, при падение работника с высоты использующего страховочный пояс с одно точечной фиксацией как минимум неизбежны повреждения внутренних органов, а также возможны травмы и перелом позвоночника.

При аналогичном падение работника с высоты использующего страховочный пояс с пяти точечной фиксацией, повреждения работника максимально исключены. На данном видео показана фиксация страховочного стропа за фронтальные петли и за заднее Д-образное кольцо. Данный видео материал наглядно демонстрирует необходимость применения страховочных поясов с пяти точечной фиксацией.

Новые виды спецодежды для работников нефтяных профессий

А.Ю. Руденко, Д.Ф. Муслимова (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Основное внимание изобретателей и рационализаторов направлено на усовершенствование приборов, приспособлений, инструментов, технологии и крайне редко на усовершенствование средств защиты, одним из которых является спецодежда. В то время как спецодежда является важнейшим элементом производственной среды и к нему предъявляются очень жесткие требования: одежда должна обеспечивать безопасность, выглядеть презентабельно, быть эргономичной. Мелочей в этом деле нет.

В ходе производства работ по обслуживанию объектов операторы по исследованию скважин, помимо прочего сталкиваются еще с одной проблемой: необходимо регулярно пешком или на лыжах преодолевать значительные расстояния и при этом нести в руках, ящиках, сумках значительное количество инструментов, приборов, приспособлений, принадлежностей. Это неудобно, неудобная поза повышает нагрузку на позвоночник, способствует развитию и обострению остеохондроза позвоночника, вызывает усталость, кроме того, зимой при движении на лыжах в целях безопасности, желательно иметь свободные руки, чтобы опираться на лыжные палки. Заплечный ранец или сумка также не обеспечивают равномерной нагрузки на позвоночник.

Придя на скважину, оператор должен разложить где-то необходимые инструменты и приборы, после завершения работ вновь их сложить – это помимо неудобства вызывает еще и небольшие, но потери рабочего времени.

Мы обеспечили операторов по исследованию скважин разгрузочным жилетом по примеру армейского разгрузочного жилета, а на жилетах предусмотрели объемные карманы в соответствии с геометрическими размерами и массой используемых в работе оператора приборов и инструментов. При моделировании карманов учли равномерность распределения массы как относительно плечевого шва, т.е. вес спереди-сзади, так и

относительно позвоночника, т.е. вес справа-слева, причем симметрия массы относительно позвоночника обеспечивалась и отдельно в переднем и заднем сегментах жилета. Необходимо было также учесть возможность сгиба жилета при наклонах. Чтобы при наклонах предметы не выпадали, карманы прикрываем клапанами с контактной лентой типа «липучка».

Чтобы не снимать жилет, при необходимости извлечь предметы из задних карманов, мы изготовили жилет без боковых швов с боковыми застежками, т.е. типа «мексиканское пончо». Такой жилет можно развернуть задними карманами вперед не снимая с себя. Предлагаемый тип жилета имеет еще одно важное преимущество: он универсален по полноте и его можно надевать как поверх летней спецодежды, так и поверх зимней, не требуется изготавливать по два жилета на каждого работника по его антропометрическим данным. Вместо боковых застежек может быть использована контактная лента типа «липучка». Используемая для пошива ткань подбирается в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, т.е. типа «Номекс».

Развертка жилета перед вами.

Масса приборов, размещенных на жилете составляет – 15 кг, масса приборов, размещенных на передней части жилета, составляет 7 кг, на задней - 8. И на передней части жилета и на задней приборы размещены с учетом изгибающего момента относительно позвоночника ($M = m \times g \times l$). Суммарные изгибающие моменты размещенной массы и спереди и сзади уравновешены.

Разгрузочный жилет был пошит по нашей выкройке на швейной фабрике, прошел полевые испытания в ЦДНГ-6 НГДУ «Азнакаевскнефть» и получил положительные отзывы.

Кроме разгрузочного жилета для оператора по исследованию скважин, сконструирован также еще и жилет для оператора по добыче нефти и газа, используемый при отборе проб скважинной жидкости.

При проведении работ по отбору проб и исследованию скважин много общего: постоянный набор инструментов, приборов, принадлежностей, значительный груз, неуравновешенность нагрузки на позвоночник, значительные расстояния, преодолеваемые работником.

Принципы, положенные в основу разгрузочного жилета для отбора проб, идентичны принципам, по которым конструировался жилет для оператора по исследованию скважин: уравновешенность нагрузки спереди-сзади, слева-справа, возможность разворота жилета, не снимая его, высвобождение рук оператора, универсальность по размеру и т.д. Отличия в деталях: карманы с пробами не закрываются клапанами, а фиксируются эластичной

лентой, используется термо- и химически стойкий тентовый материал, который не нужно сдавать в химчистку, достаточно протереть.

По данным работам поданы и зарегистрированы рациональные предложения.

Вагон-домик для ликвидации аварийных ситуаций на объектах НГДУ

Л. Д. Тухбатуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

Нештатные аварийно-спасательные формирования (НАСФ) являются структурным подразделением НГДУ.

Целями и задачами НАСФ являются оперативная локализация и ликвидация аварий и их последствий, оказание первой медицинской помощи пострадавшим при авариях, отравлениях, требующих применения газоспасательного оснащения или аппаратуры искусственной вентиляции легких, поддержание органов управления, сил и средств службы в постоянной готовности к выдвижению в зоны чрезвычайных ситуаций.

К аварийно-спасательным работам относятся поисково-спасательные, горноспасательные, газоспасательные, противофонтанные работы, а также аварийно-спасательные работы, связанные с тушением пожаров, работы по ликвидации медико-санитарных последствий чрезвычайных ситуаций и другие, перечень которых может быть дополнен решением Правительства Российской Федерации.

Будка НАСФ оснащена материально-техническими средствами, инструментами, приспособлениями, инвентарем и средствами индивидуальной защиты для использования в условиях оперативной ликвидации последствий аварий и иных ситуаций чрезвычайного характера, перечень которого вы видите на экране.

Здесь же находится встроенный генератор со сварочным агрегатом, оборудование, привлекаемое для ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти. Внутри будки встроенные сушильные шкафы оснащенные касками, медицинской аптечкой, резиновыми сапогами, аварийными противогазами, не промокающими куртками. Снаружи встроены ящики для инвентаря (лопаты, вилы, черпаки и т. д.). Так же имеется печь на твердом топливе и умывальник для санитарии.

Структура НАСФ включает в себя:

- главный инженер;
- руководитель НАСФ (командир);
- спасатель НАСФ;
- ответственный за состояние технического оснащения (механик)

Численность НАСФ устанавливается в следующем количестве:

-численность спасателей 8 человек (в смену – 2 человека, число смен -4);

-командир – 1 человек осуществляет руководство НАСФ на ОПО;

Общая численность на 3-х объектах составляет 27 человек.

Первый заметивший аварию сообщает диспетчеру цеха, который в свою очередь доносит информацию начальнику цеха и дежурному инженеру ЦИТС. При необходимости сообщает в скорую помощь и в ПЧ-32, ЦИТС оповещает главного инженера, начальника и заместителя начальника ЦИТС, диспетчеров ЦДНГ, ЦКППН, которые в свою очередь поднимают спасателей НАСФ. Подается команда «сбор» по распоряжению командира НАСФ.

Периодически проводятся занятия и тренировки в средствах индивидуальной защиты в условиях, приближенных к возможным аварийным ситуациям, со штабом учений, установкой боновых заграждений, работой со скимером.

В НГДУ созданы 3 комплексных передвижных вагон домиков для оперативной ликвидации аварийных разливов нефти, которые расположены в ЦДНГ с расчетом охвата территории других ЦДНГ. Таким образом охватывается вся территория НГДУ.

Данные вагон-домики созданы для оперативного реагирования на различные аварийные ситуации, так как для его активизации требуется всего один тягач. Время реагирования в среднем составляет час, полтора...

Внедрение международного сертификата NEBOSH в области промышленной безопасности и охраны труда на примере НГДУ

Л.Н. Ахбарова (НГДУ «Джалильнефть»)

Люди во всем мире сдают экзамен на получения сертификата NEBOSH International General Certificate, потому что таким образом они могут получить навыки и умения, требующиеся им для выполнения своих профессиональных обязанностей в сфере промышленной безопасности и охраны окружающей среды в любой стране и в любой организации.

Настоящая сертификация начального уровня позволит повысить культуру охраны труда организации за счет обучения персонала методам выявления и устранения опасных факторов на производстве, тем самым способствуя снижению количества несчастных случаев и обеспечению сокращения расходов предприятия.

NEBOSH- Национальная экзаменационная комиссия по охране труда Великобритании (National Examination Board in Occupational Safety and Health, UK). Для получения международного сертификата NEBOSH необходимо качественное и глубокое

обучение основам охраны труда. Это дает возможность специалистам и руководителям всех уровней получить обширную базу знаний для грамотных решений по охране труда. На сегодняшний день свыше 200 000 человек по всему миру прошли курс NEBOSH. Курсы обучения предназначены для:

- специалистов по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды;

- инженеров;

- руководителей всех уровней и представителей работников;

- всех тех, кто несет ответственность и заинтересован в улучшении ОТ, ПБ и ООС компании.

Структура курса NEBOSH:

Раздел 1. Управление охраной труда.

Глава 1. Основы охраны труда.

Глава 2. Системы управления охраной труда. Политика.

Глава 3. Организация работы по охране труда.

Глава 4. Планирование охраны труда. Повышение культуры охраны труда. Оценка рисков. Принципы контроля.

Глава 5. Мониторинг, анализ и аудит. Расследование несчастных случаев и аварий.

Раздел 2. Контроль над опасностями на рабочем месте.

Глава 1. Опасности рабочего места и контроль рисков.

Глава 2. Опасности при движении транспортных средств и меры контроля.

Глава 3. Опасности для костно-мышечной системы человека и контроль рисков.

Глава 4. Опасности эксплуатации оборудования и их контроль.

Глава 5. Опасности поражения электрическим током и их контроль.

Глава 6. Пожароопасность и пожаропрофилактика.

Глава 7. Химические и биологические опасности и их контроль.

Глава 8. Опасности для физического и психологического здоровья и их контроль.

Одним из принципов выявления риска используем пирамиды рисков. Пирамиды происшествий дают полезную информацию о вероятности несчастных случаев в процессе оценки рисков.

Пирамида происшествий демонстрирует соотношение между количествами происшествий с различными последствиями.

Потенциально опасные риски образуют основание пирамиды. Наиболее серьезные последствия составляют наименьшее количество (на вершине). Таким образом можно

сказать, что выявляемые происшествия с менее серьезными последствиями находящиеся в основании пирамиды, помогут предупредить серьезные травмы.

Настоящая сертификация начального уровня предназначена для любого сотрудника, которому при выполнении работы требуется понимание основных принципов охраны труда и техники безопасности.

Новая сертификация будет полезна для внедрения системы управления охраной труда и промышленной безопасности. Она гарантирует развитие навыков применения сотрудниками и особенно контролирующим персоналом принципов оценки рисков и контроля наиболее распространенных опасных факторов на рабочем месте.

Усовершенствование системы безопасности при механизации технологической операции по приготовлению содощелочного раствора

И. Р. Хайрутдинов, И.Ф. Галиев (НГДУ «Елховнефть»)

Внимание промышленной безопасности и охране труда ПАО "Татнефть" был реализован ряд мероприятий по улучшению условий и безопасности труда.

В присутствии воды и при повышенных температурах сероводород реагирует с металлом аппаратов, образуя сернистое железо. Для подавления хлористо-водородной коррозии аппаратуры предусматривается подача 1%-го щелочного раствора. Для увеличения срока службы оборудования и защиты её от коррозии на ЕНПУ используется гидрооксид натрия.

В Елховском НПУ применяются и используются химические вещества с которыми непосредственно контактирует оперативный персонал. Это нитрат окиси натрия по другому щелочь.

Было выявлено, что технологическая операция по приготовлению щелочного и содощелочного раствора не механизирована и не исключен контакт персонала с технологическими средами на узле приготовления щелочного и содощелочного раствора.

Щелочь - гидроокись натрия по степени воздействия на организм человека относится к веществам 2-го класса опасности. Вдыхание щёлочи в виде пыли или тумана вызывает раздражение слизистых оболочек дыхательных путей, вызывает ожоги гортани, полости рта, желудка и пищевода. При попадании растворов или пыли щелочей на кожу и слизистые оболочки, образуются ожоги. Очень опасно попадание щёлочи в глаза, поскольку при этом также поражаются не только поверхностные ткани (роговица), но и более глубокие. Исходом может быть даже слепота.

При постоянной работе со щёлочами возможны хронические поражения кожи - набухание и размягчение кожных покровов, язвы, экземы. При попадании химических веществ на открытые части тела и глаза необходимо смыть ее обильной струей воды и промыть трехпроцентным раствором борной кислоты.

Проектом предусмотрено постройка нового узла приготовления содощелочного раствора и установка автоматического душа на площадке щелочного хозяйства, включающего в себя следующее технологическое оборудование: 3 вертикальных цельносварных аппаратов, 3 циркуляционных центробежных насосов, 6 сетчатых фильтров, а также блок дозирования щелочи и насос подачи щелочи.

Технологический процесс приготовления 5-15% щелочного раствора осуществляется в следующей последовательности:

- после вырабатывания щелочного раствора до уровня 30 см, насосом из еврокуба, в емкость V-120 закачивается концентрированный раствор гидроксида натрия (46-48%), в количестве необходимого для приготовления раствора соответствующей концентрации;
- в емкость V-120 подается котловая вода до достижения верхнего уровня;
- производится тщательное перемешивание при помощи циркуляционного насоса Р-120;
- полученный раствор заданной концентрации насосом Р-120 перекачивается в мерную емкость блока дозирования щелочного раствора БР-1 до верхнего предельного уровня;
- из мерной емкости БР – 1 расчетное количество щелочного раствора подается дозирующими насосами в технологические линии.

Приготовление раствора в емкостях V-121 и V-122 происходит аналогично.

Преимущество нового оборудования:

- оборудование механизированно, что позволяет приготовить содощелочной раствор одному оператору;
- позволяет приготовить содощелочной раствор точно заданной концентрации;
- сокращается травмоопасность на производстве, т.к. персонал не контактирует с едким натром;
- улучшаются условия труда;
- сокращение рабочего времени на приготовление содощелочного раствора.

Соблюдение требований пожарной безопасности при хранении лакокрасочных материалов

К.Ю. Коськов (НГДУ «Ямашнефть»)

На территории деятельности НГДУ «Ямашнефть» находится большое количество производственных объектов расположенных на значительной территории. Ежегодно производится большой объём работ по поддержанию данных объектов в надлежащем виде, в том числе и покрасочных работ. Для этих целей закупается большое количество лакокрасочных материалов (краска масляная, олифа, растворитель, бензин), которые относятся к легковоспламеняющимся жидкостям. Для хранения таких материалов необходимо специальное помещение, отвечающее всем нормам и правилам.

На сегодняшний момент существующие помещения для хранения лакокрасочных материалов не отвечают требованиям пожарной безопасности, в связи с чем при хранении лакокрасочных материалов возникает дополнительный риск возникновения пожара, а также предписания пожарного надзора. Для решения данной проблемы мной была разработана мобильная конструкция склада для хранения лакокрасочных материалов, отвечающих всем требованиям пожарной безопасности двух видов летнего и зимнего исполнения.

Конструкция склада зимнего исполнения представляет собой блочное здание несущая конструкция из металлических квадратных труб, стены послойной сборки из низковонового профнастила с утеплением минераловатными плитами, обрешетка стен из деревянного бруса, обработанного антисептиками и антиперенами. Полы из цементно-стружечных плит (негорючие). Помещение склада оборудовано электрообогревателем во взрывозащищённом исполнении и вентиляцией (принудительной и естественной).

При сооружении данного склада были соблюдены все требования, предъявляемые к хранению лакокрасочных материалов согласно «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности» ППБО-85.

Изготовление склада летнего исполнения было выполнено централизованно на базе БПО и в дальнейшем склад был смонтирован силами цеха НГДУ на объекте (при этом сокращается себестоимость склада так как нет необходимости изготавливать его в заводских условиях).

В связи с удаленностью объектов друг от друга была предложена зональная схема организации хранения лакокрасочных материалов: 1. Ямашинская зона (ЦДНГ-1,3; ЦПРС; ЦППД); 2. Архангельская зона (ЦДНГ-4; ЦПРС; ЦППД); 2. Сиренькинская зона (ЦДНГ-2,5; ЦПРС; ЦППД).

Основное отличие такого типа хранения от обычного складского – его мобильность. Склад является транспортабельным и при необходимости его можно перемещать для погрузки (разгрузки) в любое место.

При хранении лакокрасочных материалов в помещении с необходимыми условиями хранения повышает их эксплуатационное качество. На данном складе возможно хранение необходимого количества материала, что дает возможность использовать необходимое количество красок на определенный срок, например на месяц или при статистическом подсчете на квартал или год (склад зимнего исполнения).

Предлагаемое мною решение имеет следующие преимущества:

- снижение риска пожарной опасности на объектах нефтедобычи;
- исключение предписаний и штрафов служб пожарного надзора (КоАП РФ п.1ст.20.4 от 10т.р. до 20т.р.);
- зональное размещение складов и организация хранения лакокрасочных материалов;
- склад является мобильным, что дает возможность применения его на различных объектах по необходимости;
- конкретное эксплуатационное назначение склада красок;
- выдача и хранение ограниченного, необходимого количества красок;
- нет необходимости строить на каждом объекте большого производственного склада, либо хранить с материалами, которые не допускают совместное с ними хранение;
- уменьшает транспортные расходы, которые возникают в связи с постоянными поездками за красками и обратно.

С учетом вышеизложенных преимуществ, при сравнении двух вариантов выгода от строительства мобильного склада составит 1 505,78 тыс. рублей. По данному складу красок мною разработано рационализаторское предложение №180 от 29 марта 2013г. и внедрено на территории ЦДНГ-3 ГЗНУ 206 НГДУ «Ямашнефть».

Склад соответствует действующим экологическим нормам, требованиям промышленной безопасности и противопожарным требованиям, является типовым проектом склада красок собственной разработкой НГДУ «Ямашнефть». Так как при хранении лакокрасочных материалов необходимо выполнять все нормы и правила, то присутствует необходимость внедрения аналогичного решения на всех объектах ПАО "Татнефть".

Обеспечение безопасности труда при выполнении монтажа датчиков положения на скважинах со станком-качалкой

Р.Р. Нуртдинов (ООО «ТатАвтоматизация»)

На скважинах ПАО "Татнефть" более 10 лет идет процесс внедрения контроллеров и датчиков производства фирмы «Lufkin Automation». Стандартная схема монтажа датчика положения на станках-качалках предусматривает установку его при верхнем положении контргрузов. Это нарушает требование Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (пункт 445 звучит следующим образом: «До начала ремонтных работ, при остановке на длительный срок или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском электродвигатель должен отключаться; должны быть приняты меры, предотвращающие случайное приведение его в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, контргруз должен быть опущен в нижнее положение и заблокирован тормозным устройством, а на кнопке пускового устройства вывешен плакат "Не включать! Работают люди".»

Нарушения требования Правил приводят к тому, что не безопасен не только монтаж и демонтаж датчика положения, но и последующая эксплуатация его (техническое обслуживание и текущий ремонт). Кроме того, частые потери магнита, входящего в состав датчика, это заявки, а значит дополнительные транспортные и трудовые затраты.

В качестве альтернативы стандартному датчику положения ДП-01 был предложен индукционный бесконтактный датчик ВБИ-Ф-60. По своим техническим характеристикам он не только не уступает стандартному, но и превосходит его. В частности номинальное расстояние срабатывания 55 мм, что на порядок выше чем у стандартного. Кроме того, датчик бесконтактный, то есть магнита в его составе уже нет.

Специалистами РЦАП п.г.т. Джалиль по замене датчика положения на датчик ВБИ было оформлено рационализаторское предложение.

На скважине № 67 НГДУ «Джалильнефть» был смонтирован датчик ВБИ и в течение 7 месяцев с 15 октября 2012 года по 17 мая 2013 года проводилась его опытная эксплуатация. Результаты испытаний оказались успешными: за указанный период было зафиксировано 4 отказа, из которых нет ни одного по причине отказа датчика положения. Формы динамограмм и собственно замеры по динамограмме практически не отличались до и после внедрения.

Итогом успешного испытания стали разработанные мероприятия по установке датчиков ВБИ на скважинах НГДУ.

Предложенная идея решила проблему установки датчика положения при нижнем положении контргрузов. Однако, сам способ по-прежнему оставался небезопасным (в частности предлагалось монтаж проводить на верхней площадке обслуживания, что не на всех типах станков-качалок возможно и безопасно). Одно из возможных решений, реализованных на практике, стала схема, предложенная специалистами РЦАП г. Альметьевск, и по которой было оформлено рационализаторское предложение.

Суть предложения - установить датчик положения на специальной выносной конструкции («телескопического» принципа действия) на безопасном расстоянии от кривошипа и контргрузов, что исключает попадание персонала под движущиеся части станка-качалки. Идея была воплощена на одной из скважин НГДУ «Альметьевнефть». Трубы и кронштейны не сложны в изготовлении и креплении, их может изготовить любая монтажная организация, а с прошлого года практически каждый РЦАП после появлением во всех РЦАП сервисных служб по выполнению ГТМ (укомплектованные в том числе электрогазосварщиками или электросварщиками ручной сварки).

13 ноября 2013 года указанный способ монтажа датчика положения был утвержден на техническом совете ООО «Т» и рекомендован для применения во всех региональных центрах автоматизации производств.

28 ноября 2013 года был запущен процесс по установке датчиков ВБИ на 200 скважинах согласно утвержденным Мероприятиям. По состоянию на сегодняшний день в 6 РЦАП и 3 участках РЦАП г. Альметьевск установлено 190 датчиков.

Сокращение транспортных и трудовых затрат на устранение заявок (например, по причине потери магнитов) в среднем при 12 отказах в год приводит к экономии в 104 тыс. руб.

Повышение безопасности труда при производстве поглотителей сероводорода и меркаптанов в нефти

М.С. Лисичкин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Сегодня нефть для каждого из нас и для страны в целом олицетворяет надежность, стабильность, благосостояние. Реализуемый принцип от скважины до бензоколонки охватывает решение множества задач, главным героем которых является её величество – нефть. Данный проект описывает способ повышения её качества и безопасности для персонала.

Одним из показателей качества товарной нефти является содержание сероводорода и меркаптанов. Особенную актуальность данный показатель имеет для нефтей, добываемых на месторождениях ПАО "Татнефть". Так в сырой нефти допустимое содержание вышеуказанных веществ составляет 800 и 50 ppm (г/т), в товарной нефти 100 и 10 ppm (г/т) соответственно.

Для нейтрализации растворенного сероводорода и меркаптанов в цехах подготовки и перекачки нефти на последней стадии применяют нейтрализаторы сероводорода и меркаптанов. На объектах ПАО "Татнефть" для данных целей используется реагент «Реатон» стороннего разработчика. А само производство организовано на производственных мощностях ООО «Татнефть-ХимСервис».

Схема производства данных нейтрализаторов следующая. Жидкий засекреченный полупродукт поступает в ж/д вагонах-цистернах на участок №2 цеха производства химпродуктов (на ст. Миннибаево). Далее происходит его растаривание, добавление компонента моноэтаноламин и смешение в емкостях (метод простого компаундирования). Готовый продукт вывозится автоцистернами на объекты подготовки нефти ПАО "Татнефть".

Основой поступающего засекреченного полупродукта является формалин – высокотоксичное вещество, негативно влияющее на организм персонала. При производстве нейтрализаторов с использованием водного формалина мы столкнулись со следующими проблемами. По причине засекреченности формулы отсутствует возможность изменения концентраций компонентов, в ряде случаев имели место превышения ПДК формалина в воздухе рабочей зоны при транспортировке продукта до точек подачи; а также разрушения целостности РТИ (шлангов), используемых для слива.

Основную актуальность проблемы представляет влияние формалина на организм человека. Это токсичность, аллергические реакции, негативное влияние на слизистую оболочку глаз. Это факторы мгновенного действия на организм человека с возможным летальным исходом. А также возможность развития раковых заболеваний как фактор последствий при многократном воздействии на организм человека.

Решением вышеперечисленных факторов является переход на использование сыпучего параформа и разработка собственных новых рецептур поглотителей сероводорода и меркаптанов в нефти. Таким образом, была разработана линейка ТНХС-ПС 3-х марок 301-303. Новая продукция прошла соответствующую сертификацию и имеет разрешительную документацию на применение на объектах нефтяной промышленности. Опытно-лабораторные работы проведены в НГДУ «Ямашнефть». Производство новой продукции организовано на участке №1 ЦПХ с использованием реакторного

оборудования и шнековых дозаторов (Рис. 1). Это позволило обеспечить необходимые условия производства по температуре и давлению процесса (процесс синтеза соединений триазина), механизировать процессы загрузки компонентов рецептуры за счет использования шнековых транспортеров, исключить контакт персонала с реагентами и повысить точность дозировки.



Рис. 1.

Оценить экономический эффект от данных решений для пользы персонала невозможно! Ведь жизнь человека – бесценна. Об этом гласит и четвертый принцип управления ПАО "Татнефть" - Главная ценность люди! И наша главная цель – ноль. Наша цель - безопасность людей и отсутствие аварийных ситуаций.

Но все же оценка экономического эффекта имеется за счет разницы стоимости продукции производства ООО «Татнефть-ХимСервис» и сторонней организации. При годовом объеме потребления поглотителя сероводорода и меркаптанов в 4 тысячи 100 тонн, экономический эффект для ПАО "Татнефть" составит более 36 млн. 700 тысяч рублей, и для ООО «ТаграС-РемСервис» - около 5,5 млн. рублей.

Перспектива дальнейшего внедрения заключается в проведении опытно-промышленных работ на объектах НГДУ «Лениногорскнефть», «Нурлатнефть», «Ямашнефть» и последующее промышленное внедрение.

Повышение ответственности работников при проведении 1 этапа контроля состояния условий труда

Р.А. Багаутдинов (ООО «Татнефть-АльметьевскРемСервис»)

Вопросам промышленной безопасности и охраны труда на любом производстве уделяется главное внимание. Строгое соблюдение установленных требований является задачей каждого работника вне зависимости от должности, профессии и стажа работы.

В нашей компании на основе правил промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработано множество регламентирующих документов теоретического и наглядного характера, справедливых для всех работников. Проводится

обучение, по профилактике производственного травматизма и нарушений в области охраны труда. Также любой работник, устраиваясь на работу, обязательно проходит стажировку. В это время он закрепляется за опытным наставником. Далее сдает экзамен и допускается к самостоятельной работе под контролем наставника. Все это, на первый взгляд, дает нашим работникам достаточное количество знаний, в ходе работы появляется умение, приобретается навык. Однако, на рабочем месте дело обстоит иначе.

В начале прошлого года мы ставили себе цель не допустить более 5 замечаний на одну проверку, в том числе ноль остановочных. Поставленные задачи нами выполнены не были. При этом анализ проверок показал, что около 50% замечаний можно было устранить на месте. Почему же мы не можем достигнуть цели? Я считаю, что причина кроется в нас самих:

Во-первых – это недостаточное понимание собственной ответственности непосредственными исполнителями работ при проведении проверок состояния условий труда (нашими бурильщиками, машинистами, помощниками бурильщика);

Во-вторых – отсутствует разделение зон ответственности между работниками за содержание в исправном состоянии бригадного оборудования;

В-третьих – отсутствует методика самоконтроля у членов вахт;

В-четвертых – отсутствует вовлеченность работников в процесс проверки.

Как следствие, проверки нередко проводятся формально. В результате постепенно ухудшаются условия труда, имеют место системные повторяющиеся нарушения, а в худшем случае возможны повторные работы и осложнения, которые не оплачиваются Заказчиком.

Поэтому целью нашего проекта является повышение ответственности работников бригад за безопасные условия труда путем разработки методики самоконтроля членов вахт.

Для достижения поставленной цели нам необходимо выполнить ряд задач:

1. Распределить зоны ответственности между членами вахт;
2. Разработать систему проверки оборудования и инструмента работниками бригады;
3. Внедрить систему в бригаде с получением обратной связи от работников;
4. Провести анализ эффективности работы системы и принять корректирующие меры.

На первом этапе все бригадное оборудование по степени его использования было распределено между рабочими специалистами – бурильщиком, машинистом и

помощником бурильщика, и для понимания работниками своих зон ответственности представлено в виде визуализированной схемы.

На втором этапе были разработаны карты проверки состояния условий труда для каждого работника. В данных картах отражено закрепленное оборудование и обозначены моменты, на которые необходимо обратить особое внимание при проведении пусковых комиссий или проверке ежедневных условий труда.

Теперь посмотрим, как это работает в бригаде.

Мастер, перед проведением проверки, каждому работнику выдает карту. Работники производят осмотр оборудования и инструмента в зонах своей ответственности, а также выявляют и устраняют несоответствия.

Далее проставляют отметки в картах проверки с указанием причин несоответствий, которые невозможно устранить на месте, заверяют информацию своей подписью и передают карты мастеру.

Мастер, в свою очередь, проверяет карты, проводит свою контрольную проверку, затем составляет мероприятия по устранению замечаний с указанием сроков исполнения, ответственных лиц с записью в журнале.

Таким образом, в ходе проделанной работы были:

- распределены зоны ответственности между работниками за содержание в исправном состоянии бригадного оборудования;
- разработана методика самоконтроля работников в виде карт проверок по профессиям с подробным описанием позиций, на которые необходимо обращать внимание. В настоящее время проект готовится к внедрению в остальных бригадах нашего общества.

Визуализация работ повышенной опасности

И.В. Гатин (ОАО «ТАНЕКО»)

В целях усиления контроля за выполнением работ повышенной опасности в действующих подразделениях НГДУ, НПЗ ПАО "Татнефть" предлагается внедрить систему визуализации работ повышенной опасности.

Визуализация осуществляется за счет стенда, который представляет собой лист формата А1, выполненный из металлического профиля. На данный лист приклеивается самоклеющийся лист, на котором схематически изображено производство.

Работы повышенной опасности идентифицируются на основе следующего принципа: перед регистрацией наряда-допуска на производство работ, к примеру,

огневых, на схему прикрепляется магнит (красного цвета). Тем самым до конца производства работ (закрытия наряда-допуска) магнит служит индикатором, т.е. старшему по смене, начальнику смены достаточно взглянуть на стенд и наглядно видно, где и какие виды работ производятся в настоящее время на территории производства. Тем самым, предлагается идентифицировать газоопасные (зеленый магнит), ремонтные (черный), на высоте (синий магнит), земляные (желтый магнит) работы.

Недостатки:

1. Необходимость постоянного контроля за бумажным носителем, с целью определения точного числа и местонахождения на территории действующих установок комплекса бригад, осуществляющих работы повышенной опасности;
2. Затрата большого количества времени для определения общего количества работ и занятого персонала с передачей соответствующего указания начальником смены / старшим по смене технологическому персоналу о прекращении работ и выводе людей при авариях / учебных тревогах по ПЛА/ПМЛА.

Преимущества использования стенда:

1. Системный подход для выполнения рекомендации страхового сюрвея «Marsh Ltd.» г.Лондон от 2014г.
2. Информативность, идентификация и усиление контроля проведения работ повышенной опасности на территории действующих установок, цехов, подразделений, НГДУ, НПЗ ПАО "Татнефть".
3. Детальное осведомление технологического персонала смены о работах, производимых на территории технологического цеха.
4. Сокращение времени, затрачиваемого начальниками смен производств / старшими операторами на определение количества и видов работ повышенной опасности, осуществляемых на территории действующих технологических производств.
5. Мгновенное определение возможного радиуса загазованности в случае возникновения инцидента.
6. Контроль за наличием работников сторонних организаций на территории цеха (место нахождения данных работников обусловлено местом проведения работ).
7. В перспективе исключение оформления журналов, возможность индикации только по стенду.

На следующем слайде представлена калькуляция изготовления стенда, т.о. мы видим что на изготовление 10 стендов, распечатку чертежей и закупку магнитов необходимо 30 тыс. р., т.е. себестоимость внедрения 1 стенда – 3 тыс.р.

Экономический эффект от внедрения стенда заключается в следующем:

В случае отсутствия индикации работ повышенной опасности в отношении предприятия был бы применен повышенный коэффициент страхования кредитов со стороны страхового сюрвея Марш Лтд, однако с внедрением индикации удалось избежать непредвиденных расходов.

По данной работе было подано рацпредложение, согласованное начальником УПБ, главным инженером предприятия. Работа одобрена на техническом совете предприятия. В настоящее время стенд внедрен во всех подразделениях предприятия, находится в активной стадии эксплуатации.

Вывод:

Для решения существующих проблем в области обеспечения ПБ на территории действующих НГДУ, НПЗ ПАО "Татнефть", для недопущения излишних трудовых затрат на определение количества работ повышенной опасности на предприятии, экономически целесообразно внедрить предложенный метод «Визуализация работ повышенной опасности».

**Улучшение условий труда работников обслуживающих нефтепромысловые объекты
ПАО "Татнефть"**

Р.Ф. Ситдилов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В практике работы по добыче нефти и газа важной составной частью является улучшение условий труда работников компании. На их осуществление расходуется значительная часть планируемых затрат предприятия. Ежедневная деятельность работника является трудоемкой процедурой, имеющей длительный производственный цикл. Люди всегда хотят работать в лучших условиях продуктивнее и качественнее.

Поэтому улучшение условий труда позволяет добиться значительного повышения эффективности деятельности предприятия и общего роста производительности труда.

Целью данной работы является совершенствование условий труда операторов по добыче нефти и газа. Это одна из наиболее важных, ответственных и вредных профессий в нефтедобыче.

Пробуренный фонд нефтяных скважин ПАО "Татнефть" составляет более 45 тысяч, они требуют ежедневного контроля, и обслуживания которые обеспечивают более 2 тысяч операторов.

Согласно проведенной аттестации рабочих мест по условиям труда этой профессии оператора сопутствуют следующие вредные факторы трудового процесса: углеводороды нефти, сероводород, физические перегрузки, тяжесть и напряженность, микроклимат.

Кроме того, по итогам мониторинга GPS системы, оператор в среднем в день проходит до 25 километров участка пешего пути согласно маршруту обхода по пересеченной трассе вдоль нефтепроводов и от скважины до скважины, независимо от сезонных и погодных условий.

С целью обеспечения безопасности и улучшения условий труда руководством НГДУ принято решение на путях обхода операторов установить современные мини культбудки, где можно обогреться в период пониженных температур, просушить спецодежду, отдохнуть, принять пищу, защититься от атмосферных осадков, выйти на связь с мастером или диспетчером цеха. В НГДУ «Лениногорскнефть» такими помещениями оснащено примерно 70% обходов и все объекты, где необходимо присутствие работников. В основном это мини культбудки заводского изготовления средняя стоимость 1 домика в зависимости от модификации составляет 450 тысяч рублей.

Для полноценного результата, которым является обеспечение всех обходов операторов культбудками необходимо значительное время и не малое вложение финансовых средств.

Я же предлагаю альтернативный, эффективный и более экономичный вариант изготовления культбудок, не уступающих по качеству и комфортабельности заводским.

В настоящее время ежегодно приходят в негодность и списываются с бухгалтерского учета по истечении установленного срока амортизации от 5 до 10 единиц технологических помещений, таких как ГЗУ, будки КИП и А по каждому структурному подразделению.

Наружное покрытие их погнило, но внутренний каркас сохранился и пригоден для использования. Предлагается из каркасов этих помещений изготавливать мобильные культбудки и устанавливать их на маршрутах обхода операторов. Изготовление возможно на базах вспомогательного производства.

В процессе реконструкции снаружи культбудка обшивается листами из профилированной стали, собранная конструкция утепляется таким образом, что промерзание стен становится невозможным. Для внутренней отделки используют МДФ панели, пластик, ламинированные древесноволокнистые плиты. Пол в культбудке оборудован из древесных щитов, на которые выстилается утепленный линолеум. В качестве окна используется двухкамерный стеклопакет из пластика с москитной сеткой, устанавливается утепленная металлическая дверь с доводчиком. Для поддержания комфортной температуры и сушки спецодежды используется электрическая тепловая пушка установленная в сушильном шкафу. Вентиляция помещения осуществляется посредством канального вентиляторов.

Культбудка оборудуется необходимой мебелью. В помещении имеются осветительные приборы и розетки.

Стоимость материалов на ремонт культбудки 92840,72 рублей работа бригады 18 001,62 рублей.

Общие затраты составят 110 842,34 рублей, что позволяет за счет экономии средств улучшить условий труда большему количеству работников.

Экономия средств составит 339 157,66 рублей на одну культбудку.

Обеспечение культбудками собственного производства объектов добычи нефти и газа позволяет достичь максимального эффекта по обеспеченности за счет сокращения затрат на аналогичное оборудование заводского изготовления, и соответственно обеспечиваются меры безопасности, сохранение здоровья и повышение работоспособности персонала, обслуживающего объекты добычи нефти и газа ПАО "Татнефть".

На работу оформлено рационализаторское предложение.

Применение шлангово-дыхательных аппаратов при ведении газоопасных работ на взрывопожароопасных объектах управления «Татнефтегазпереработка»

А.А. Селезнев (Управление «Татнефтегазпереработка»)

На опасных производственных объектах управления ведется большой объем газоопасных работ связанных с работой в котлованах и траншеях с большой площадью и глубинами более 2,5 м, а также внутри и снаружи действующих установок управления. При проведении указанных работ обязательно использование средств защиты органов дыхания таких как противогазы шланговые ПШ-1, ПШ-2. Данные средства защиты не обеспечивают должную безопасность при ведении газоопасных работ в указанных условиях, так как конструкция ПШ-1, ПШ-2 имеет такие недостатки как ограниченная длина шланга не более 20 м., большой вес всего комплекта, сигнально-спасательная веревка, спасательный пояс с наплечником не отвечают требованиям новых правил безопасности, принудительная подача воздуха в ручную, что требует участия дополнительного члена бригады, или же оформление наряд-допуска на огневые работы, т.к. конструкция электродвигателя воздуходувки не взрывозащищенного исполнения.

Для решения данной проблемы предлагаем новый тип шланговых изолирующих противогазов ШДА (шлангово-дыхательный аппарат). Шланговый дыхательный аппарат предназначен для защиты органов дыхания и зрения человека, работающего в стесненных

условиях замкнутого пространства, в колодцах, котлованах и траншеях, в атмосфере с высокой концентрацией токсичных и удушающих веществ.

В сравнении с ПШ-1, ПШ-2 шлангово-дыхательный аппарат имеет такие преимущества как современная навесная система, соответствующая правилам работы на высоте, гибкий шланг малого сечения длиной более 50м, безопасная и принудительная подача воздуха без дополнительного привлечения рабочего персонала (или члена бригады), аварийный запас воздуха, подключаемый автоматически при прекращении подачи воздуха из транспортного баллона достаточный для выхода из загазованной зоны, малый вес комплекта, рабочий режим -40° до $+60^{\circ}$.

Данный вид СИЗОД является решением задач по выполнению работ повышенной опасности в закрытых пространствах, котлованах и траншеях с большим удалением (более 50 м.) до точки выхода из возможной загазованной зоны.

Меры по улучшению условий труда при бурении оценочных скважин в рамках реализации Проекта по разработке Ашальчинского месторождения СВН

Д.Ю. Насыртдинов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В начале 2014 года руководством Компании был утвержден Проект по разработке Ашальчинского месторождения СВН на годовую добычу 800 тыс.тонн с дальнейшей перспективой до 2 млн.тонн. Наше предприятие было определено генеральным подрядчиком по бурению оценочных скважин. Приоритетным направлением работ, выполняемых в 2014-2016 гг., явилось бурение скважин на Ашальчинском и других месторождениях СВН.

Принимая во внимание, растущий объем буровых работ, начиная с февраля месяца 2014 г., начался переход на круглосуточный режим работы для бригад бурения, который закончился в конце мая. В связи с этим численность работников Цеха буровых работ была увеличена с 95, в начале года, до 165 человек на данный момент. К началу 2015 в работе задействовано 9 буровых бригад.

Высокопроизводительный, эффективный труд возможен только при создании достаточных условий труда, когда в комплексе решаются вопросы охраны труда и промышленной безопасности.

По динамике нарушений до 2014 года видно, что показатели постоянны и снижение нарушений не наблюдалось. Основными причинами допущения несоответствий является специфика работы в полевых не облагороженных условиях (отсутствие подъездных путей, отсутствие электроэнергии, отсутствие какой либо инфраструктуры),

неудовлетворительная организация производства работ, начиная с условий быта. Так же дает о себе знать и стареющий фонд специальной техники и оборудования, ведь не секрет, что новая техника и оборудование прослужит дольше, если за ней будут вести необходимый уход и техническое обслуживание, и заканчивая не своевременным устранением несоответствий. В этом направлении ведется огромная работа по организации производства работ, по обновлению техники и оборудования.

Необходимо постоянно контролировать наличие у работников правильных навыков выполнения работ. Это должно войти в ежедневный ход работ каждого руководителя. Необходимо более тщательно, ответственно и щепетильно относиться к организации труда бригады, и соответственно, требовать исполнения своих заданий. Это является основой каждого бурового мастера.

В нашем структурном подразделении полным ходом идет реализация мероприятий «Программы в области промышленной безопасности и охраны труда на 2013-2015 годы», направленная на сохранение жизни, улучшение условий труда.

В целях создания безопасных условий труда и обеспечения промышленной безопасности в период 2013 – 2014 года, проведены следующие мероприятия:

- закупка в бригадах новых вагон-домиков;
- капитальный ремонт имеющихся устаревших вагон-домиков, с использованием современного подхода;
- установка кондиционеров, варочных панелей, душевых кабин, усилителей мобильной связи;
- установка наглядного пособия по охране труда с использованием мультимедийных устройств;
- укомплектование бригад необходимым количеством инструментов, оборудования и реагентов;
- обеспечение бригад электрогенераторами;
- приведение в порядок технической документация по охране труда и промышленной безопасности;
- обновление стендов по охране труда;
- обновление противопожарных щитов, и огнетушителей;
- проведение учебных занятий с буровыми мастерами и рабочим персоналом по вопросам промышленной, пожарной безопасности, охраны труда и экологии;
- внедрение в ускоренном темпе системы 5S и применение инструментов «Бережливого производства» и т.д..

Проведя анализ деятельности буровых бригад видно, что показатели нарушений за последний год значительно снизились по сравнению с прошлыми годами. Это говорит о том, что проведены колоссальные работы по улучшению условий труда в нашей организации. Для любого руководителя как и для самого работника жизнь и здоровье не менее важны, чем производственные результаты. Безопасность при любых технологических операциях является целью номер один в нашем цехе. Поставленные задачи можно достичь только общими усилиями, согласованной работой каждого звена (бригады, отдела, цеха) и каждого работника в частности, путем повышения требовательности, прежде всего, к самому себе. Только самосовершенствованием каждого работника цеха можно добиться ощутимых результатов.

Рекомендации по устранению возможных штрафов на Бугульминском механическом заводе ПАО "Татнефть" по блоку специальной оценки условий труда

С.Л. Ушаков, Ю.В. Шурыгина (БМЗ ПАО "Татнефть")

Отечественный опыт по оценке условий труда берет начало с такой процедуры, как аттестация рабочих мест. Закреплена она была еще в 1997 году Министерством труда РФ. С тех пор она претерпела значительные изменения. На сегодняшний день действует специальная оценка условий труда как общая процедура анализа рабочих мест сотрудников. Причиной замены аттестации рабочих мест специальной оценкой условий труда послужила трудоемкость процедур исследования условий труда, т.к. она предполагала с введением механизма специальной оценки появление сразу трех составляющих:

- аттестация рабочих мест;
- специальная оценка условий труда;
- государственная экспертиза условий труда.

Поэтому было принято решение объединить их в рамках единой унифицированной процедуры и назвать специальной оценкой условий труда. Положительный опыт аттестации рабочих мест был учтен, но при этом введены определенные новации, с тем, чтобы несколько облегчить жизнь работодателям, не ущемляя конституционного права работников на безопасные условия труда.

Специальная оценка условий труда представляет собой единый комплекс мероприятий по идентификации вредных и опасных факторов производственной среды и оценке их воздействия на работника с учетом отклонения фактических значений от установленных нормативов.

В связи с появлением в законодательстве закона о СОУТ были внесены изменения в КоАП РФ, а именно в статьи 5.27.1 и 14.54. В них говорится о наказаниях за нарушение работодателем установленного порядка проведения специальной оценки условий труда на рабочих местах или ее непроведение. Ниже в таблице представлены числовые значения на 01.06.2015 г.

В ходе проведенного исследования выявлены понятия и сущность таких определений как: специальная оценка условий труда, идентификация потенциально вредных и (или) опасных производственных факторов. Четкое определение им дается непосредственно в Федеральном законе «О специальной оценке условий труда»:

- специальная оценка условий труда является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации средних и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти нормативов условий труда и применения средств индивидуальной и коллективной защиты работников.

Нормативно-правовая база СОУТ зиждется на Трудовом кодексе РФ, ФЗ «О специальной оценке условий труда», Приказе Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 января 2014 г. N 33н «Об утверждении Методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению» (с изменениями и дополнениями). Предупреждает и регулирует возможные правонарушения в этой сфере Кодекс об административной ответственности РФ (с изменениями и дополнениями). Работу организаций, проводящих СОУТ, регулирует ряд Постановлений Правительства РФ. Издано с десятков Постановлений Правительства, Приказов Министерства труда и социальной защиты РФ.

Требования законодательства к проведению СОУТ достаточно жесткие. Согласно ТК РФ Закон обязывает работодателей проводить СОУТ на всех рабочих местах за исключением надомников, дистанционных работников и работников, вступивших в трудовые отношения с работодателями - физическими лицами, не являющимися индивидуальными предпринимателями.

Документируются результаты СОУТ организацией, ее проводящей, службой охраны труда и отделом кадров. Первая и вторая совместно готовят отчет о проведении СОУТ, карты СОУТ работников, протокол оценки эффективности СИЗ на рабочем месте,

сводную ведомость результатов проведения СОУТ, перечень мероприятий по улучшению условий труда.

Снижение производственных рисков за счет применения инновационных СИЗ

М.А. Зиннуров (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Сварочные работы сопровождаются большим количеством вредных факторов на работника (тепловые излучения, сварочные аэрозоли, вынужденная рабочая поза), воздействия которых на организм превышают предельно-допустимые уровни и нормативы. Различные производственные задания по сварке нередко приходится производить на открытом воздухе, как жарким летом, так и холодной зимой. Поэтому использование современных средств защиты - залог безопасности здоровья работников и как следствие профилактика профессиональных заболеваний, количество которых по данным статистики растет год от года.

В данной работе я более подробно расскажу именно про костюм сварщика, как о наиболее важном элементе защиты работника, хотя степень важности всех остальных средств защиты нельзя недооценивать.

Согласно общих технических условий и стандартов, к тканям и материалам для костюма сварщика предъявляются целый список требований:

- надежность и долговечность – ткань, из которой он изготавливается, должна быть огнеупорной;
- устойчивость к воздействию высоких температур;
- экологическая безопасность;

Что касается требований к конструкции костюма для сварщика, то они следующие:

- спецодежда должна быть удобно скроена, чтобы не мешать сварщику выполнять работу;
- застежка костюма не должна иметь возможности соприкасаться с искрами или брызгами металла;
- воротник и горловина костюма должны надежно защищать шею и плотно прилегать к ней;
- конструкция костюма должна предотвратить попадание окалины в под одежное пространство через рукава и брючины;

В целях улучшения состояний условий труда мной на выставке «Нефть. Газ. Экология. 2014» была подобрана экспериментальная ткань «Frall-440», представленная на выставке Чайковской текстильной компанией и которая соответствует всем ГОСТам,

предъявляемым к тканям при пошиве специальной одежды, имеет сертификат соответствия.

Был изготовлен опытный образец и с марта этого года костюм находится в опытно-экспериментальной эксплуатации в цеху.

По итогам двух месяцев опытной эксплуатации костюма получены следующие положительные результаты:

- масса костюма из ткани FRALL-440 меньше обычного на 30 %;
- удобство применения при выполнении работ (не сковывает движения);
- улучшенный теплообмен по сравнению с брезентовым, ткань на 100% состоит из хлопка (проще говоря, костюм «дышит»)
- новый сварочный костюм не боится промышленной стирки и химчистки;
- сварочный костюм можно выполнить в корпоративных цветах компании.

Кроме применения новой ткани, внесены изменения в конструкцию костюма:

1. Изменена рубашечная форма ворота сварочного костюма на воротник-стойку, обеспечивающее плотное облегание шеи.
 2. Застежку костюма перенесли по «женскому» типу застежки (справа налево).
- Кроме этого, увеличили глубину залегания ткани полочек костюма за счет косой застежки на кнопках.

Подводя промежуточные итоги, можно сделать вывод, что новый костюм с внесенными конструктивными изменениями из ткани «Frall-440» имеет ряд преимуществ перед брезентовым костюмом:

- Снижение уровня воздействия вредных факторов на работников, вследствие этого улучшение условий труда работников вредных профессий.
- Повышение производительности труда без снижения защитных свойств спецодежды.
- Изготовление спецодежды газосварщиков в корпоративной цветовой гамме.

Отпадает необходимость в обеспечении дополнительным комплектом спецодежды работников, совмещающих профессию газосварщик, в связи с тем, что помимо огнестойкой пропитки, ткань обладает масло-водоотталкивающими свойствами.

Автоматизация показателей работы в области охраны труда и промышленной безопасности

А.И. Русинов, Р.Р. Бикчурин (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Работа с персоналом по охране труда является одной из важных составляющих производственной деятельности, обеспечивающей безопасность, надежность и эффективность работы предприятия. Работы по охране труда направлены на решение следующих задач:

- обеспечение соответствия квалификации лиц, принимаемых на работу;
- формирование необходимых знаний и навыков работника перед допуском к самостоятельной работе;
- постоянный и систематический контроль необходимых профессиональных знаний и навыков работника в процессе его трудовой деятельности;
- соблюдение правил, норм и инструкций по охране труда.

Какие потери от неэффективного учета наблюдаются на предприятиях?

1. Некачественный учет инструктажей по охране труда.
2. Неэффективный учет сроков допусков к работе.
3. Вовремя не учитывается факт прохождения сотрудниками медицинского осмотра.
4. Сложно учесть ущерб от несчастных случаев.
5. Мониторинг фактической обеспеченности СИЗ не ведется оперативно.

Эти проблемы ложатся на плечи специалиста по охране труда и ему трудно без удобного инструмента организовать правильный и эффективный учет. Как можно реализовать необходимый учет специальной одежды? На практике есть 3 варианта:

1. Электронные таблицы
2. Бухгалтерский учет
3. Специальная программа оперативного учета

Программный продукт «Охрана труда» помогает автоматизировать учет на рабочем месте специалиста по охране труда и промышленной безопасности. Это самостоятельная конфигурация, разработанная с нуля специалистами компании «Информ Сервис».

Рассмотрим функциональные возможности данного продукта.

Допуск к работам

Для выполнения определенных работ зачастую необходимо иметь специальное разрешение. «Охрана труда» позволяет определять требования к необходимости наличия подобных разрешений для определенных должностей и вести учет их наличия.

Инструктаж по охране труда

Данный продукт позволяет полностью автоматизировать процесс учета инструктажей и контроль их прохождения. На основании прохождения сотрудниками инструктажей по охране труда формируется документ Инструктаж по охране труда, в котором регистрируются все сотрудники, прошедшие инструктаж, а также выводятся автоматически те сотрудники, у которых срок прохождения инструктажа истекает..

Позволяет определять необходимость прохождения медицинского осмотра для должности, вести учет прохождения осмотра, контролировать срок его истечения, а также учитывать затраты предприятия на проведение осмотров.

На основании результатов медицинского осмотра можно сформировать и вывести на печать Приказ о допуске к работам и Приказ об отстранении от работ.

Расследования несчастных случаев на производстве

Анализ статистики несчастных случаев и причин возникновения позволяет руководству предприятия выявлять факторы наибольших рисков и принимать меры по их снижению. «Охрана труда» позволяет в единой базе вести учет и хранить всю информацию о каждом несчастном случае, фиксировать результаты расследований.

Результатом работы системы учета спецодежды и СИЗ является получение оперативных и достоверных данных о наличии, об обеспеченности и о потребностях в закупках. При этом все необходимые перерасчеты, связанные с перестановкой или сокращении персонала, остановкой при простое или запуском участка работы, открытии нового производства сразу отражаются в отчетности.

Стоимость данного программного обеспечения на 50 рабочих мест с неограниченной по сроку лицензией составляет 470 000 рублей.

Благодаря использованию данного блока на предприятии возникают следующие эффекты:

1. Эффективный контроль выполнения на предприятии требований по допускам .
2. Контроль прохождения инструктажей по ОТ.
3. Своевременный контроль за прохождением медицинского осмотра и учет затрат предприятия на проведение осмотров.
4. Учет и хранение всей информации о несчастных случаях, фиксация результатов расследований.
5. Достоверный и оперативный учет выданной спецодежды.
6. Автоматизация ведения работ в области промышленной безопасности и охраны труда и экономия рабочего времени специалистов.

Автоматизация учета и списания специальной одежды и обуви с использованием персонифицированных данных

Д.Л. Котина (Центр обслуживания бизнеса ПАО "Татнефть")

В структурных подразделениях ПАО "Татнефть", учет выдачи средств индивидуальной защиты (СИЗ) был частично-автоматизирован и имел следующие недостатки:

1. Карточки учета СИЗ хранились вне системы;
2. Утвержденные нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты учитывались вне системы;
3. Сверка количества выданной СИЗ с утвержденными нормами осуществлялась вручную;
4. Сводная ведомость на закупку СИЗ формировалась вне системы;
5. Сотрудник ОМТС вносил информацию в заявку системы «Электронный магазин» в разрезе табельных номеров сотрудников на основании сформированной в формате EXCEL заявки на закупку;
6. Бухгалтер структурного подразделения формировал документы на выдачу СИЗ сотрудникам в разрезе табельных номеров и номенклатурных номеров ТМЦ в системе SAP вместо того, чтобы автоматически формировать документы на основании документов от УТНС.

Для устранения указанных недостатков был инициирован проект, реализующий функциональность, позволяющую:

1. Учитывать в системе нормы выдачи СИЗ по технике безопасности в соответствии с федеральным законом и автоматически списывать специальную одежду и обувь с использованием персонифицированных данных, указанных в накладных на выдачу специальной одежды, полученных из Управления «Татнефтьснаб».
2. Своевременно отслеживать закупочную деятельность СИЗ согласно нормам.
3. Формировать «Ведомость на закупку» СИЗ с последующим созданием заявки в системе «Электронный магазин».

В задачи проекта «Автоматизация учета и списания специальной одежды и обуви с использованием персонифицированных данных» входило:

1. Снижение трудозатрат специалистов компании на обработку информации при формировании данных по учету СИЗ;
2. Исключение ручной обработки данных по формированию оборотной ведомости для закупки СИЗ;

3. Исключение ручной сверки норм СИЗ по каждому сотруднику;
4. Контроль лимитов с утвержденными нормами на выдачу СИЗ каждому сотруднику;
5. Автоматическое создание заявки в систем «Электронный магазин» на основании закупочной ведомости;
6. Поступление СИЗ на центральный склад в разрезе табельных номеров;
7. Возможность массового списания СИЗ в разрезе табельных номеров.

В рамках проекта разработан комплекс программ, позволяющий производить в системе SAP следующие операции:

- Ведение параметрических данных сотрудников (размеры одежды, обуви) в соответствие с пунктами Федерального Закона в разрезе табельных номеров;
- Ведение личной карточки сотрудника, норм выдачи СИЗ по технике безопасности согласно Федеральному закону (профессия, код ОЗМ, СИЗ, срок полезного использования, норма выдачи на год);
- Формирование закупочной ведомости в системе SAP, на основании которой автоматически формируется заявка в систему «Электронный магазин» в разрезе табельных номеров;
- Автоматическое обновление данных по спецодежде в личной карточке сотрудника;
- Передача табельного номера из заявки системы «Электронный магазин» в исходящую поставку УТНС с последующей передачей информации в структурные подразделения;
- Отражение информации о выданной и планируемой к выдаче спецодежде в личной карточке сотрудника;
- Массовое списание спецодежды в разрезе табельных номеров.

Таким образом можно сделать вывод о том, что поставленные в рамках проекта «Автоматизация учета и списания специальной одежды и обуви с использованием персонафицированных данных» цели достигнуты.

Согласно расчету экономической эффективности предлагаемого решения, срок окупаемости составляет менее одного года.

В качестве развития системы предлагаю новую схему учета СИЗ, которая исключает хранение и выдачу спецодежды на складах и в Салонах-магазинах Управления «Татнефтьснаб». Структурные подразделения самостоятельно вывозят СИЗ с фабрики пошива спецодежды, что позволяет отказаться от содержания Салонов-магазинов. Согласно расчету экономической эффективности схемы развития проекта, срок окупаемости составляет менее одного года.

**Управление транспортными затратами в Азнакаевском цехе
ООО «МехСервис-НПО»**

И.Ф.Харисов (УК ООО «ТМС групп»)

По Азнакаевскому цеху ООО «МехСервис-НПО» идет невыполнение целеполагания по транспортным затратам, а так же увеличение транспортных затрат и большое разделение прибыли цеха на оплату за транспортные услуги.

В связи с увеличением транспортных затрат попытались разобраться в причинах превышения затрат. Проведённый анализ показал что на повышение транспортных затрат влияют объективные и необъективные причины. Объективные причины – это увеличение объёмов работ и увеличение количества звеньев, а необъективные это организационные потери, дисциплинарные потери.

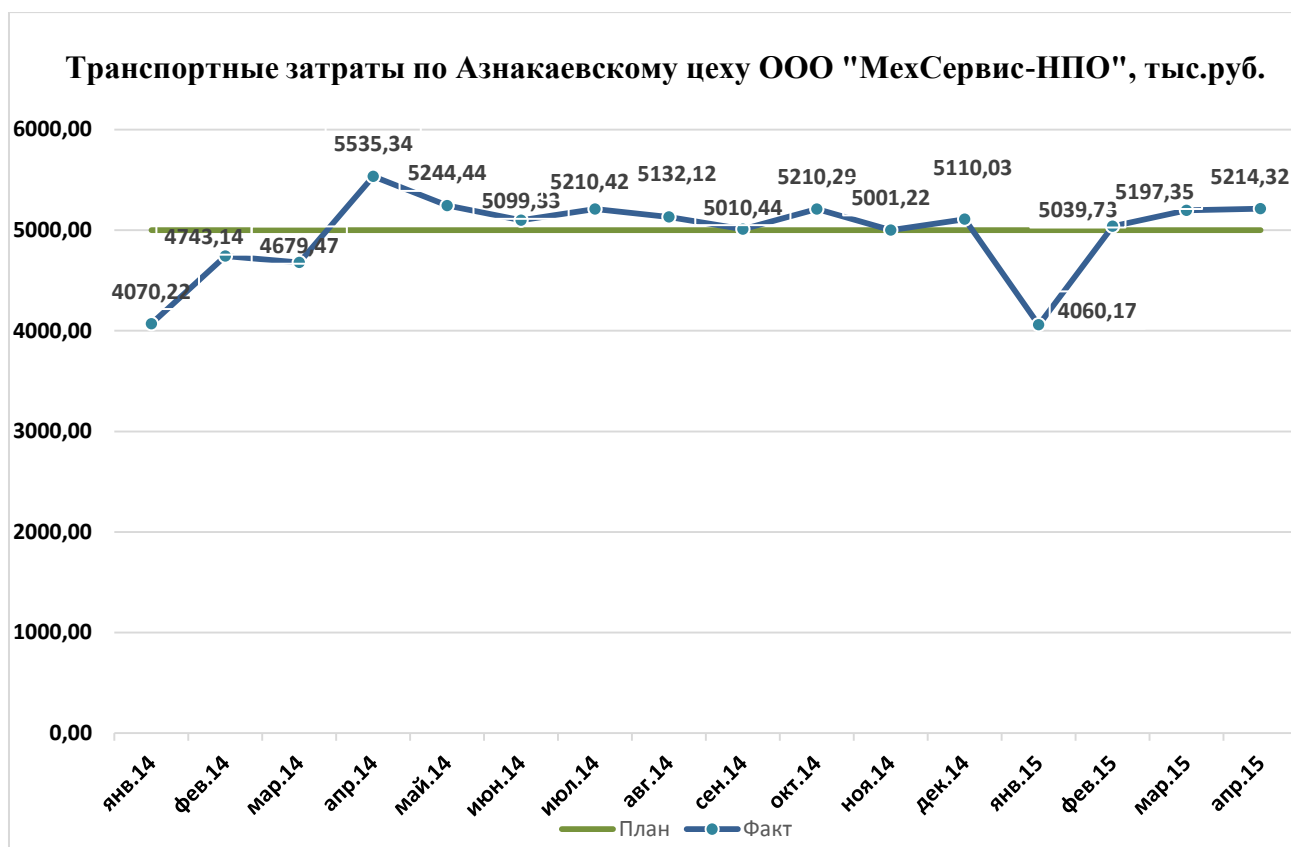


Рисунок 1. Транспортные затраты по Азнакаевскому цеху
ООО "МехСервис-НПО", тыс.руб.

Был проведен анализ необъективных потерь в бригаде № 12 и выявил следующие причины это:

- 1)поздний выезд спец. техники с базы в начале рабочего дня;
- 2)Заправка спецтехники в рабочее время;

- 3) Несанкционированные остановки в течении рабочего времени;
- 4) Нерегламентированные перерывы в работе;
- 5) Поломка спецтехники на объектах и прочие.

Самые большие потери на транспорт цех несет по причине позднего выезда

Причины позднего выезда транспорта с базы представлены на слайде:

Укомплектование спец техники, проведение разрядки, оформление документации ПБ ОТ, опоздание не исправности спецтехники.

Проведя анализ позднего выезда в связи с укомплектованием техники необходимым ТМЦ и подготовкой оборудования, было принято решение об организации канбана готовой продукции на базе, проведена организация складского помещения, а также упорядочено хранение оборудования на базе цеха. Проведение данного мероприятия позволило сократить время нахождения на базе в среднем на 16 минут.

Еще одной проблемой нашего цеха являлась протяженность пути утреннего и вечернего проезда автотранспорта с г. Азнакаево до базы «МехСервис-НПО» Азн.цеха, которая базируется в п.г.т.Актюбский. Было подано предложение о замене места базирования автотранспортной техники в Азнакаевском цехе ООО «МехСервис-НПО»;

Если разделить заказываемый транспорт, который выезжает в Азнакаевский цех по транспортным организациям, видно, что основной технологический транспорт заказывается с «Татспецтранспорт», а именно с Азнакаевского УТТ. И весь этот транспорт базируется и выезжает с Азнакаевской базы УТТ, что имеет отдаленную точку от базы Азнакаевского цеха (актюбинский участок) ООО «МехСервис - НПО», согласно договорных обязательств заказчик оплачивает полную стоимость согласно тарифа с момента выезда транспорта с базы транспортной организации до базы заказчика, что приводит дополнительному и ежедневному подписанию автотранспорта на 2 часа больше т.к. автомашина выезжает со своей базы и едет в цех к заказчику т.е Азнакаевский цех переплачивал стоимость дороги ежедневно на одну единицу техники на 1 час, что приводило к дополнительным затратам и отклонению от целеполагания.

Было принято решение написать письмо в УК «Татспецтранспорт» о замене места базирования на Актюбинскую базу. Таким образом, технологический транспорт выезжает с Актюбинской базы Азнакаевского УТТ, что сокращает переплату на 1 час в день с одной единицы техники.

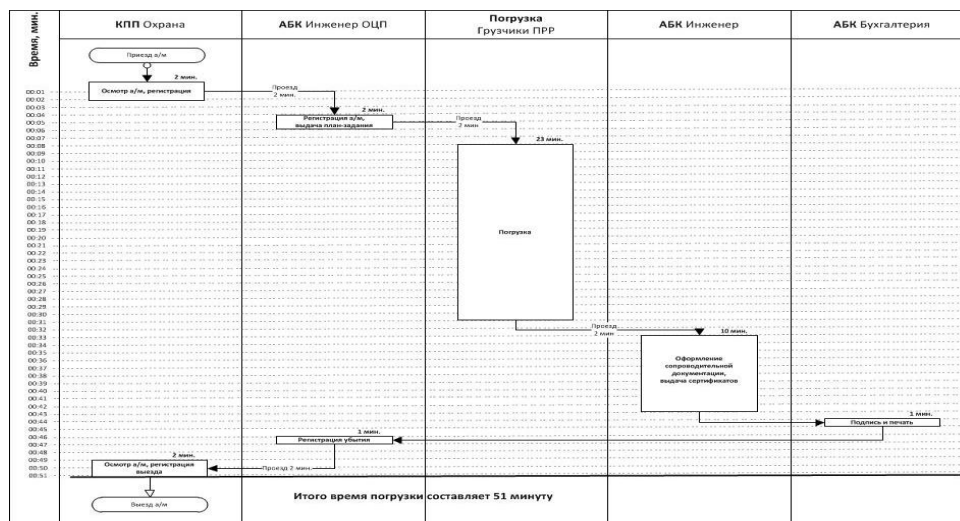
Проведенный экономический расчет доказал техническую и экономическую целесообразность внедрения данного мероприятия на базе ООО «Мех Сервис-НПО».

Р.М. Гималетдинов (Управление «Татнефтьеснаб»), М.Ф. Садыков (НИС ПАО «Татнефть»)

С целью снижения потерь времени на лишнее передвижения длительное оформление сопроводительных документов нами предлагается внедрения системы штрих-кодирования на складах и салонах-магазинах спецодежды УТНС.

Для анализа затрат времени и выявления самых проблемных зон данной работы были проведены хронометражные наблюдения за процессом погрузки грузов, по которым была составлена схема с разбивкой по времени выполнения каждого из этапов (рис. 1).

Рис. 1 Схема процесса погрузки на Бугульминской базе Управления «Татнефтеснаб»



Для сокращения времени погрузки грузов предлагается новая схема с применением штрихкодирования. При внедрении технологии штрихкодирования персонал работает с

использованием терминалов сбора данных. В складских операциях могут использоваться как batch-терминалы (обработка данных в режиме «off-line»), так и радиотерминалы (обработка данных «on-line»). Последние более функциональны и позволяют выполнять складские операции с высокой скоростью. Технология, применяемая в «on-line» устройствах, позволяет контролировать склад в режиме реального времени, что дает неоспоримые преимущества в управлении складским объектом.

Современный терминал сбора данных (сокращенно ТСД) — это портативный компьютер, оснащенный считывателем штрих-кода. ТСД предназначен для сбора данных о товарах и грузах и их дальнейшей передачи в корпоративную учетную систему (SAP).



Мобильный терминал сбора данных высокого класса, который подходит складов крупных предприятий. Он быстро сканирует, шустро передает данные по Wi-Fi и обладает исключительной надежностью.

Для достижения этой цели предлагается следующий алгоритм движения:

1. Получив плановое задание, водитель следует на место погрузки.
2. Сотрудник склада при помощи ТСД сканирует подготовленный к погрузке ТМЦ (находящийся в зоне комплектации товара) информация передается в корпоративную сеть (SAP).

3. После ввода информации кладовщиком о количестве погруженного ТМЦ через переносное считывающее устройство, инженер оформляет сопроводительные документы, визируя их с помощью электронной подписи. Также бухгалтер и зав. склад визируют сопроводительные документы.

4. Водитель получает документы в отделе сбыта

Усовершенствованная таким образом схема позволит сократить время нахождения единицы автотранспорта на базе, сумму транспортных расходов.

Требуется:

1. Программное обеспечение (использование 1С: Документооборот из реализуемого проекта).
2. Введение электронных подписей для кладовщиков, инженеров, диспетчеров и бухгалтеров (использование 1С: Документооборот из реализуемого проекта).
3. Переносные считывающие устройства кладовщикам (терминал сбора данных).

Сумма прогнозной экономии за условный год составит без учета покупки необходимого оборудования и настройки программного обеспечения – 2 502 000 р., с

учетом покупки необходимого оборудования и настройки программного обеспечения – 1 357 000 р.

Процедура закрытия в ПК «АСУ-Транспорт» между структурными подразделениями ПАО "Татнефть" и транспортными предприятиями

И.И. Галиев, А.Г. Исхакова (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Транспортные расходы занимают значительный удельный вес в эксплуатационных затратах на добычу нефти и требуют оперативного контроля и анализа.

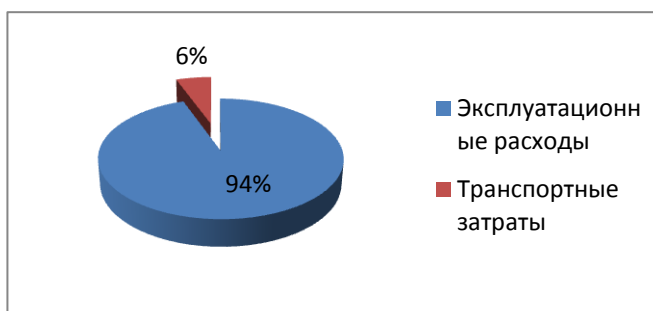


Рис. 1. Удельный вес транспортных расходов в эксплуатационных расходах 2014 г.

Средством реализации данных задач является программный комплекс (ПК) «АСУ-Транспорт», представляющий собой автоматизированную систему управления планированием, учетом и оперативным контролем транспортных затрат по структурным подразделениям, отделам (службам) НГДУ.

В НГДУ «Азнакаевскнефть», в рамках системы «АСУ-Транспорт», внедрена автоматизированная процедура сверки транспортных услуг с автотранспортными предприятиями, управляемыми «УК «Татспецтранспорт» и ООО «ТаграС-ТрансСервис». Поток сверяемых заказов-нарядов от Исполнителя к Заказчику организован через корпоративную информационную систему «Магазин транспортных услуг».

На сегодняшний день НГДУ «Азнакаевскнефть» сталкивается с рядом проблем в работе между ООО«ТаграС-ТрансСервис» и ПАО «Татнефть» НГДУ «Азнакаевскнефть» в части закрытия путевых листов в программе «АСУ-Транспорт», данные которого не соответствуют бумажным носителям ООО «ТаграС-ТрансСервис» сформированного в системе «1С-Предприятие».

Одной из проблем является наличие дубликатов наряд-заказов в программе «АСУ-Транспорт». Путевые листы отмеченные буквой «З» - это и есть закрытые наряд-заказы. Отмеченные буквой «О» - это открытые наряд заказы, которые являются дубликатами закрытых наряд-заказов.

Важнейшей проблемой является несоответствие отработанного времени использованного транспорта в системе «1С-предприятие» и ПК «АСУ-Транспорт». На слайде видно, что при проведении контроля сверки заказов-нарядов имеются несоответствия, как в отработанных часах, так и соответственно в стоимости услуг между заказчиком и исполнителем. Это связано с разными методами работы в разных программах. В программе «1С-предприятие» все числа округляются до 3 знаков после запятой, а в ПК «АСУ-Транспорт» до 2. Это приводит к неправильной сумме счет-фактуры, согласно которой должна производиться оплата транспортных услуг заказчиком исполнителю.

Для того, чтобы привести в соответствие отнесение отработанного времени использованного транспорта в системе «1С-Предприятие» необходимо сократить данные до 2-х знаков после запятой.

Целесообразно ежемесячно определять дату сверки и согласования путевых листов между заказчиком и исполнителем: 4 и 17 число каждого месяца.

Необходимо наладить процедуру закрытия в ПК «АСУ-Транспорт» между структурными предприятиями ПАО "Татнефть" и ООО «ТаграС-ТрансСервис» разработав соответствующую памятку по закрытию. Экономический эффект достигается за счет сокращения трудозатрат.

Памятка по закрытию между структурными подразделениями ПАО "Татнефть" и транспортными предприятиями.

1. Исполнитель представляет справку GPS-мониторинга вместе с путевым листом вечером отработанного дня, либо на следующий день.
2. Заказчик подписывает путевой лист, согласно справки GPS-мониторинга в течении двух дней после исполнения заявки.
3. На основании подписанных путевых листов Исполнитель собирает информацию для формирования акта выполненных работ и сводного реестра.
4. Исполнитель передает в УК сформированную информацию через систему «1С-Предприятие».
5. УК перекачивает полученную от Исполнителя информацию в МТУ.
6. ТатАСУ передает информацию Заказчику для подтверждения путевых листов в ПК «АСУ-Транспорт».
7. Заказчик подтверждает в ПК «АСУ-Транспорт» путевые листы.
8. Согласно данных по закрытию Заказчик передает Исполнителю контроль сверку заказов-нарядов, т.е. сверенные документы для формирования счет-фактуры.

Повышение эффективности использования транспорта в ЦПРС

А.В. Абакумов, М.А. Мальковский (НГДУ «Альметьевнефть»)

На сегодняшний день, оплата услуг за оказываемый сервис УК ООО «Татспецтранспорт» по предоставляемому транспорту производится согласно «Договору на оказание услуг по транспорту». При этом в структуре затрат на подземный ремонт скважин транспортные затраты занимают львиную долю и составляют порядка 55%.

Оценивая динамику транспортных затрат за последние годы можно сделать вывод, что их доля не изменилась и составляет более половины от всех затрат. Кроме этого ежегодно происходит индексация расценок на транспорт в сторону увеличения, что также способствует росту затрат на транспорт.

В свою очередь рост транспортных затрат приводит к росту стоимости ремонта и ухудшению технико-экономических показателей НГДУ. Причинами поспособствовавшими столь высоким значениям транспортных затрат как в абсолютном значении, так и в долевым явились малоэффективное использование и неоптимальная загруженность спецтехники, а также рост тарифов. Данное положение дел потребовало поиска новых подходов в части планирования, использования и контроля работы спецтранспорта.

В результате специалистами цеха подземного ремонта скважин совместно со специалистами курирующих служб ЦИТС и ООРС и ПНП был проведен детальный анализ по используемой спецтехнике. В результате, на основании полученных данных, был разработан и утвержден ряд мероприятий, направленных на оптимизацию транспортных затрат. При этом во главу угла при разработке данных мероприятий ставилась задача по выполнению производственных целей и задач цеха подземного ремонта скважин на 2014год – увеличение объема работ, снижение продолжительности ремонта скважин, не превышение непроизводительного времени от достигнутого уровня прошлых лет и снижение стоимости ремонта.

Реализация мероприятий осуществлялась по трем направлениям:

1. Перевод ряда спецтехники на заявочную систему работы. По проведенному анализу, реализация данных мероприятий позволила увеличить загруженность данной техники с 18 до 60%.
2. Изменение режима работы заливочной техники. (два звена заливочной техники были переведены с 12 часов на 9 часов рабочего времени).
3. Отказ от ряда единиц спецтехники – ППУ, К-700, водовоз, фискарс с 8 часовым регламентом работы.

4. Повышение контроля за использованием спецтехники - подписание путевых листов и GPS мониторинг.

Благодаря оптимизации ряда организационных моментов, а именно оптимизация маршрута заливочной техники, смена водителей спецтехники на устье скважины, повышение качества планирования мастерами ПРС.

При сокращении заливочной техники и увеличении объема выполняемых работ удалось повысить ее загруженность на 16%.

В результате реализация данных мероприятий позволила снизить транспортные затраты по сравнению с 2013 годом более чем на 10 млн.рублей.

В целом в 2014 году по сравнению с 2013 годом средняя продолжительность ПРС сокращена на 16,4 %, стоимость – на 3,3 %. На 16,6 % увеличено количество ремонтов.

Реализация мероприятий по сокращению транспортных затрат позволила:

1. Сократить транспортные затраты;
2. Повысить эффективность использования спецтехники;
3. Снизить стоимость ремонта;
4. Улучшить качество планирования (технологическую дисциплину);
5. Оптимизировать ряд организационных моментов.

Усовершенствование гусеничного тягача ГАЗ-34037 для оперативного решения производственных задач

Р.М. Нуретдинов, И.Г. Камалов, И.Р. Гайнуллин (НГДУ «Джалильнефть»)

С наступлением зимнего периода в нефтегазодобывающих предприятиях появляются определенные проблемы, одна из которых – отсутствие подъездных путей к скважинам и другим объектам промыслов.

При обсуждении проблемных вопросов с руководством ООО «МехСервис-НПО» была рождена идея - дополнительно задействовать гусеничный тягач ГАЗ-34037, предварительно его модернизировав. Модернизация и ремонт были проведены силами Джалильского УТТ. ГАЗ-34037 является модификацией тягача ГАЗ-3403 с бензиновым двигателем и представляет собой снегоболотоходную гусеничную машину, предназначенную для перевозки личного состава и различных грузов.

Использование тягача благополучно отразилось на выполнении поступающих заявок в ООО «МехСервис-НПО». В зимний период 2015 года по сравнению с тем же периодом 2014 года средняя продолжительность одного простоя сократилась на 0,04 суток, а средний недобор нефти по одной заявке уменьшился на 0,13 тонн.

Показатели	2014 г.	2015 г.
Количество закрытых заявок	483	658
Средняя продолжительность одного простоя, сут.	0,17	0,13
Средний дебит одной скважины, тонн/сут.	5,3	4,6
Недоборы нефти, тонн	295	320
Средний недобор по нефти на одну заявку, тонн	0,61	0,48

Мобильность гусеничного тягача позволила отказаться от большого количества бульдозеров. В 2014 году затраты на использование 7 единиц бульдозера Б170М составили 4076800 руб. В 2015 году при использовании 4 единиц Б170М и одной единицы ГАЗ-34037 затраты составили 3052320 руб.

Результаты внедрения

Показатели	2014 г.	2015 г.
Бульдозер Б170-М		
Количество используемых единиц	7	4
Количество отработанных часов	3920	2112
Стоимость 1 часа работы, руб.	1040	1051
Затраты всего, руб.	4076800	2219712
Гусеничный тягач ГАЗ-34037		
Количество используемых единиц	-	1
Количество отработанных часов	-	504
Стоимость 1 часа работы, руб.	-	1652
Затраты всего, руб.	-	832608
Затраты итого, руб.	4076800	3052320

Механизация труда оператора по добыче нефти и газа

В.С. Щелков, Д.В. Мурзина (НГДУ «Елховнефть»)

В современной развивающейся компании любые необоснованные затраты и производственные потери не допустимы. Для оптимизации расходов внедряются различные концепции и технологии. В цехах добычи нефти и газа этого можно добиться путем укрупнения обходов внедрением снегоходов и квадроциклов. Применение данной малогабаритной техники сократит время на обходы и увеличит производительность труда оператора по добыче нефти и газа на объектах обслуживания.

Оператор по добыче нефти и газа является одной из основных профессий в нефтегазодобывающем управлении. Большая часть времени в его работе составляют передвижения с одного объекта на другой, что является одним из первоочередных методов своевременного определения исправности оборудования и качества работы скважин, но сокращает время на устранение неполадок, обслуживания, а также не допускает увеличения протяженности обходов. Время перехода оператора по добыче нефти и газа по нормам ВНИИОЭНГ на 1 км составляет 15 минут по равнине с весом до 5 кг, время же переезда на автомашине составляет 2 минуты на 1 км. Чаще всего вес инструментов и рюкзака оператора превышает 5 кг и достигает около 10-12 кг. Все эти факторы снижают скорость движения оператора по добыче нефти и газа.

Одним из важнейших способов повышения производительности труда является механизация труда оператора. Применение квадроциклов и снегоходов сократит время обхода оператора по добыче нефти и газа и позволит увеличить протяженность обходов, а следовательно сократить штат работников.

Средняя протяженность обхода в НГДУ составляет 13 км.

Для повышения производительности труда мы выбрали пересмотр и оптимизацию обходов по ЦДНГ-4. В результате оптимизации удалось сократить количество обходов с 22 до 17 с соответствующим увеличением протяженности обходов и количества обслуживаемых объектов. А так как основное время работы оператора занимает перемещение между объектами, было принято решение оснастить бригады добычи нефти и газа индивидуальными средствами передвижения (квадроциклы и снегоходы). Данное решение позволит сэкономить время и направить его на обслуживание дополнительных скважин (после оптимизации) и соответственно увеличить качество обслуживания скважин в целом, т.е. эффективно использовать рабочее время и повысить производительность труда.

В связи с этим было принято решение приобрести дополнительно 12 снегоходов и

16 квадроциклов для использования при обслуживании скважин ЦДНГ-4. Техобслуживание квадроциклов и мелкий ремонт проводится собственными силами, при капитальном ремонте агрегатов, то в специализированной сервисной организации.

В зимний период на всех обходах промысла используются снегоходы, при обслуживании скважин и при выполнении заявок сервисными организациями, где не требуется использование грузоподъемной техники, что позволяет значительно экономить транспортные затраты, отпадает необходимость чистки и поддержания дорог в зимний период.

Оптимизация эксплуатационных затрат Заказчика и Исполнителя за счет пересмотра применяемой специальной техники при выполнении работ

А.А. Гатина (НГДУ «Нурлатнефть»)

Оптимизация эксплуатационных затрат – основная задача всех подразделений компании «Татнефть» в условиях изменяющейся конъюнктуры рынка. Одним из инструментов для решения данной задачи это многофакторный анализ применения специализированного транспорта как в структурном подразделении компании «Татнефть» так и у сервисных компаний.

Проведённый анализ использования специализированного транспорта у сервисных компаний, таких как УК ООО «ТМС-групп», УК ООО «ТаграС – Энергосервис», УК ООО «ТНГ - групп» и др. показал, что более чем в 25 % случаев, применяется специализированный транспорт с большей мощностью (шасси, грузоподъёмность и т.д.) чем это необходимо. Так, при рассмотрении реестров УК ООО «ТНГ-групп» на выполнение промыслово-гидродинамических исследований выявлено что 25 % предъявленных затрат это транспортные затраты. При рассмотрении реестра транспортных расходов при проведении промыслово-гидродинамических исследований определено соотношение применения автомобилей УАЗ 39099 и ГАЗ 33081, которое составило 7 % и 93 % соответственно. При этом рассмотрен объём выполненных работ, где в 100 % случаев это замер пластового или забойного давления, где не требуется специализированный транспорт. Применение автомобиля на шасси ГАЗ 33081 не оправдано, так как состояние промысловых дорог по нашему НГДУ достаточно удовлетворительное и для перемещения в нашем НГДУ используются автомобили УАЗ. Предлагается с экономической службой УК ООО «ТНГ-групп» обсудить вопрос рокировки используемых автомобилей ГАЗ-33081 на УАЗ-39099 при выполнении услуг

производственного характера (УПХ), что в свою очередь снизит транспортные затраты Исполнителя работ и эксплуатационные затраты (УПХ) Заказчика.

В работе рассмотрены и другие конкретные случаи и даны предложения по оптимизации транспортных затрат Исполнителя и, как следствие, снижение предъявляемых к Заказчику услуг производственного характера. В случае применения предложения экономический эффект составит более 1, 8 млн. руб.

Оптимизация транспортных затрат заказчика и исполнителя за счет мощности используемого специального транспорта

Л.А. Трифонова (НГДУ «Нурлатнефть»)

На основании решения генерального директора компании «Татнефть» Наиля Ульфатовича Маганова в компании открыт проект проверка технического задания избыточности мощности техники используемых на объектах компании «Татнефть».

В своей работе я хочу предложить способ снижения транспортных затрат исполнителя и заказчика на объектах НГДУ.

Предлагаю вместо шасси КамАЗ с колесной формулой 6х6 для проведения аварийно - восстановительных работ в промысловых условиях использовать шасси ГАЗ 33081 с колесной формулой 4х4. Верхнее оборудование при этом остается с такими же техническими характеристиками, при этом мощность шасси уменьшается.

В случае внедрения предложения по замены автомобиля АРОК с КамАЗ на ГАЗ в 4 цехах добычи нефти и газа НГДУ экономический эффект составит 9 миллионов 997 тысяч рублей.

При проведении подземного ремонта скважин с целью опрессовки НКТ применяется партия в составе ЦА-320 и автоцистерна АЦН-8. Предлагаю заменить использование 2-х единиц специального транспорта на спецтранспорт марки СИН 32. Проработать вопрос в транспортном управлении об уменьшении объема емкости до 4 м³ и размещении верхнего оборудования на базе шасси ГАЗ 33081 колесной формулы 4х4. В случае применения предложения экономический эффект составит 1 миллион 355 тысяч рублей.

В связи с географическим расположением нашего управления в 4 административных районах Республики Татарстан установки, подготовки и перекачки нефти разбросаны. Для их обслуживания и выполнения сопутствующих работ на данных установках используются колесные тракторы на базе МТЗ 82 или таких как экскаватор, погрузчик, нож, метла.

Предлагаю вместо традиционных МТЗ 82 заменить на погрузчик МКСМ 800. Данные более универсальны, они имеют фронтальный ковш для погрузочно-разгрузочных работ, навесное оборудование в виде ротера для очистки снега и метлы для подметания. Кроме того используя МКСМ 800 мы снижаем непроизводительное время, затраченное время наследования по маршруту до объекта, т.к. МКСМ-800 базируется на объектах цеха ППН.

В случае применения предложения экономический эффект составит 877 тыс.руб.

Предложения по оптимизации транспортных расходов на вахтовые перевозки НГДУ

Г.Р. Гимранова (НГДУ «Ямашнефть»)

Процесс добычи нефти является комплексным процессом, в структуре которого можно выделить множество обособленных процессов. Одним из таких является транспортное обеспечение. Учитывая сложную географию деятельности нашего управления доля этих расходов в эксплуатационных затратах значительная и составляет 10%, тогда как в среднем по компании 6%, что негативно складывается на результатах ежегодного рейтинга транспортного управления.

Наиболее сложным и неэффективным по нашему мнению является осуществление вахтовых перевозок, это связано с большим количеством маршрутов, значительными расстояниями перевозки, не полной загрузкой техники.

В проведенной работе использованы следующие принципы бережливого производства: картирование создание ценности, построение вытягивающей системы т.д.

В результате проведенного анализа процесса осуществления вахтовых перевозок были выявлены следующие виды потерь:

- не полная загрузка техники;
- не равномерное ее использование;
- ограничение по дополнительному использованию;
- наличие схожих маршрутов движения.

Далее представлены анализы по каждому из выявленных видов потерь.

1. Анализ загрузки техники

Для проведения анализа использовались данные о технической возможности (количество посадочных мест) и данные о фактической загрузке технике.

Среднее значение фактической загрузки составляет 54% по отдельным цехам загрузка менее 30%.

Возможные варианты решения:

- замена автобусов на меньший типоразмер;
- соединение с маршрутами других цехов.

2. Анализ равномерности использования техники

В течении рабочего дня имеются значительные периоды времени простоя. Это связано с особенностями вахтовых перевозок, основная работа производится в начале и в конце рабочего дня, в периоды транспортировки пассажиров до места проведения работ (Сиренькино, Ямаши, Архангельск) и обратно домой (Альметьевск, Чистополь, Камские Поляны).

Возможные варианты решения:

- проведение дополнительных рейсов по производственной необходимости;
- организация разрывного графика работы.

3. Анализ возможности дополнительного использования вахтовых единиц техники для выполнения дополнительных маршрутов по производственной необходимости

Наиболее эффективным в плане дополнительного использования являются микроавтобусы УАЗ, которые помимо выполнения вахтовых перевозок, могут быть использованы для поездок в условиях бездорожья для посещения удаленных объектов, бригад ПРС, КРС и т.д.

4. Анализ загрузки отдельных маршрутов движения

Минимальная загрузка основных маршрутов вахтовых перевозок по следующим направлениям составляет: Кам. Поляны-Ямаши (24%), Елхово-Кузайкино-Ямаши (16%), Альметьевск (48%).

5. Анализ перевозок стороннего персонала

Из общего числа людей перевозимых вахтовыми автобусами НГДУ «Ямашнефть», работники сторонних предприятий составляют 16 % или 80 человек. В основном это работники УРС, Адамант, ЯУТТ и т.д. Компенсация транспортных расходов не производится.

Возможные варианты решения:

- организация частичной передачи расходов;
- запрет на совместное использование вахт.

Для устранения вышеперечисленных потерь предлагаются следующие мероприятия:

1. Отказ от вахтовых автобусов по маршрутам Альметьевск-Архангельское. Экономический эффект составит 1787,2 т. руб. в год.

2. Применение разрывного режима работы автобусов в цехе ПРС. Экономический эффект – 2234 т. руб.

3. Замена автобусов большей вместимости на автобусы меньшей вместимости ЦДНГ-2 - экономический эффект 447,6 т. руб.

Общий экономический эффект от данных предложений составит более 5,8 млн. рублей.

Организация производственного процесса цеха в области эксплуатации автотранспорта

В.А. Иванов, Кашапова А.С. (НГДУ «Ямашнефть»)

Производительность труда является важным и динамичным показателем, характеризующий результаты труда и эффективность производства.

Для осуществления своих основных задач, в производственных цехах НГДУ широко используется автомобильный транспорт. Автотранспорт оказывает существенное влияние на рациональность и эффективность производственных процессов. И немало важную роль играет организация работы автотранспорта в производственных цехах НГДУ. Данный процесс не совершенен со своими изъянами и недоработками.

Одним из первых шагов для понимания и усовершенствования процессов является картирование. Картирование процессов представляет собой определение и графическое отображение шагов по предоставлению товаров или услуг внутренним и внешним клиентам.

Рассмотрев систему организации работы автотранспорта на примере цеха по добыче нефти и газа. Систему организации работы автотранспорта условно можно разделить на два основных процесса: процесс заказа автотранспорта и процесс учета. Проведя картирование процесса заказа и учета автотранспорта, были выявлены основные вопросы, которые необходимо было решить:

- Затрачивание большого количества времени на заполнение журналов по технике.
- Некорректное ведение путевых листов водителями
- Несвоевременное сдача путевых листов в ЦДНГ
- Возврат неверно заполненных путевых листов водителями автотранспорта, мастерам ЦДНГ

Для решения данных вопросов на пути создания совершенной системы учета и заказа автотранспорта в условиях ЦДНГ, были разработаны и внедрены следующие мероприятия:

- Установить программу АТ-Наблюдатель диспетчерам и ведущим специалистам цеха задействованных в процессе учета автотранспорта

- Произвести обучение по пользованию программы АТ-Наблюдатель.
- Произвести обучение диспетчеров по пользованию программы MS-Excel.
- Заменить журналы по учету техники от бумажного формата у электронному виду.
- Проработать вопрос о с транспортными предприятиями своевременной сдаче и корректном ведении путевых листов.
- Закупить именные штампы для специалистов цеха (начальник, заместитель начальника, мастера).
- Произвести обучение со специалистами цеха о корректном заполнении водителями путевых листов.

Так проведя картирование процесса, и реализовав программу по оптимизации процесса заказа и учета автотранспорта в условиях цеха по добыче нефти и газа, мы получили следующие результаты:

- Сокращение времени потока на 52% (до мероприятия 119 минут, после 57 минут);
- Более простая схема процесса заказа и учета автотранспорта;
- Ожидаемый экономический эффект 12 тыс.рублей/год (трудоzатраты).

Усовершенствование условий труда, путем внедрения ручного крана-манипулятора при производстве работ по объектам нефтедобычи

А.В.Миронов (НГДУ «Ямашнефть»)

В настоящее время в нефтяной промышленности для добычи нефти и газа используются разные типы наземных приводов. Для их оптимального режима работы, поддержания оптимального режима откачки, защиты электропривода и т.д. применяют ЧРЭП (частотно-регулируемый электропривод). После выполнения ГТМ (геолого-технических мероприятий) технологическая группа устанавливает ЧРЭП на скважинах, для вывода ее в оптимальный режим работы, также проводятся реанимационные операции с помощью ЧРЭПа (рисунок 1). Станцию управления с частотно-регулируемым приводом, забирают с базы и после вывода скважины в оптимальный режим увозят на базу, либо на другую скважину. Погрузка и разгрузка станции осуществляется вручную, вес станции 90 кг. За месяц осуществляется 24 операции погрузки и разгрузки станции. Данные операции трудоемкие из-за большого веса и поднятие станции на высоту 1,7 м. (рисунок 2). Заказывать технику на данные операции не целесообразно, но затрачивается время на погрузочные работы и оказывает влияние на здоровье операторов технологической группы.



Рисунок 1. Станция управления с частотно-регулируемым приводом



Рисунок 2. Погрузка ЧРЭП

Мной было предложено установить на базу автомобиля технологической группы ГАЗ 3308 кран манипулятор ручного действия, грузоподъемностью до 1 тн. (рисунок 3). Компактный кран устанавливается на любой автомобиль с открытым и тентованным кузовом. Применение не ограничено автомобильной техникой, также их, возможно, эффективно использовать для подъемов грузов в любой области. Легкий, удобный монтаж, осуществим без специальной подготовки. Компактный кран изготовлен из высококачественной прочной стали, имеет гидравлический подъемник-цилиндр. Комплектуется механическими или электрическими лебедками с возможностью дистанционного управления через проводной пульт, грузоподъемностью от 300 до 1000 кг. Также кран манипулятор дал возможность облегчить труд операторам добычи нефти и газа в разных областях:

- Погрузка и выгрузка реагента;
- Погрузка лакокрасочных материалов в летний период;
- Сократил время на замену задвижек;
- Погрузка и выгрузка на базу снегоходов, снегоуборочной машины;

В результате внедрение был получен положительный эффект:

- облегчение и улучшение условий труда операторов;

- сокращение времени на погрузку разгрузку материалов, оборудования, техники и т.д.;
- сокращение затрат на дорогостоящую технику;
- сокращение затрат на монтаж крана, на установку не требуется квалифицированный персонал;
- сокращение затрат при эксплуатации;
- не требует постоянных затрат.



Рисунок 3. Кран манипулятор ручного действия

Методика оценки эффективности деятельности подрядчиков в части оказания транспортных услуг как инструмент совершенствования транспортного обслуживания ПАО "Татнефть"

Ю.Ю. Пиянзин (Нормативно-исследовательская станция ПАО "Татнефть")

Методика оценки эффективности деятельности подрядчиков в части оказания транспортных услуг для ПАО "Татнефть" определяет процесс управления эффективностью деятельности подрядчиков в части оказания транспортных услуг для ПАО "Татнефть".

Процесс управления эффективностью деятельности подрядчиков состоит из следующих основных частей:

- определения состава и значений ключевых показателей эффективности подрядчиков;
- оценки деятельности подрядчиков на основе КПЭ;
- мотивации подрядчиков.

Основными целями процесса являются:

- обеспечение выполнения подрядчиками поставленных перед ними задач;
- стимулирование подрядчиков к повышению эффективности деятельности;

– определение наиболее эффективно работающих подрядчиков и использование полученной в рамках управления эффективностью деятельности подрядчиков информации для принятия решений о распределении объемов работ.

Состав, целевые значения и веса КПЭ подрядчика определяет ПАО "Татнефть". Стандартными группами КПЭ являются контроль удорожания услуг поставщиков, соблюдение поставщиками условий договоров, соблюдение поставщиками установленного уровня стандартов качества, соблюдение поставщиками требований безопасности.

Веса КПЭ используются для расчета Единой оценки эффективности подрядчика. При этом сумма весов КПЭ в рамках показателей одной группы должна быть равной общему весу этой группы в системе КПЭ. Максимально возможное значение Единой оценки деятельности подрядчика равно 100%, целевое значение – не менее 80%.

Оценку выполнения КПЭ подрядчиками проводят специалисты заказчика, ответственные за транспорт, осуществляющие контроль за соблюдением условий договоров на оказание транспортных услуг по структурному подразделению ПАО "Татнефть", ежеквартально с помощью КИС «АРМИТС».

Специалист заказчика, ответственный за транспорт, в течение отчетного периода аккумулирует информацию, необходимую для определения КПЭ подрядчика (акты о нарушении условий оказания транспортных услуг, данные систем мониторинга автотранспорта, документы от подрядчика и др.). На основании собранной информации специалист заказчика, ответственный за транспорт, определяет фактические значения КПЭ подрядчика и заносит сведения в КИС «АРМИТС» (в отчетную форму «Фактические значения КПЭ»). На основании занесенных в отчетную форму фактических показателей в автоматическом режиме рассчитывается Единая оценка деятельности подрядчика.

Данные из отчетной формы «Фактические значения КПЭ» по каждому подрядчику автоматически переносятся в формы:

- Анализ выполнения КПЭ подрядчиком» – для проведения анализа тенденций;
- Сравнительный анализ выполнения КПЭ подрядчиками» – для проведения сравнительного анализа показателей эффективности деятельности и формирования рейтинга подрядчиков.

Если по результатам оценки эффективности деятельности подрядчика зафиксировано недостижение целевого значения Единой оценки деятельности подрядчика или невыполнение отдельных КПЭ, информация об этом доводится до его сведения на специально организованном совещании у заказчика. На совещании обсуждаются результаты деятельности подрядчика за последний отчетный период и дальнейшие

действия по повышению эффективности предоставления услуг.

По результатам совместного совещания подрядчик формирует план корректирующих мероприятий для достижения КПЭ и согласовывает его с заказчиком.

Результаты оценки эффективности деятельности подрядчиков учитываются заказчиком при принятии решения об увеличении/уменьшении объемов работ, продлении срока действия/расторжении договора, а также транспортным управлением ПАО "Татнефть" – при принятии решения о допущении/недопущении к следующему открытому/закрытому тендеру Компании.

При невыполнении подрядчиком плана корректирующих мероприятий заказчик может принять решение об уменьшении объемов работ или расторжении договора, а транспортное управление ПАО "Татнефть" – о недопущении подрядчика к следующему открытому/закрытому тендеру Компании.

Контроль расхода топлива по Can-шине автомобиля

М.Ф. Садыков (НИС ПАО "Татнефть"), Э.Р. Леонов (ООО «ТатАвтоматизация»)

На сегодняшний день 99 % автотранспорта, эксплуатирующегося в ГК «Татнефть» оснащено системой спутникового мониторинга автотранспорта, которая призвана для сокращения непроизводственных расходов на транспорт, повышение эффективности работы компании и постоянного контроля движения и расход топлива. Действительно, расход топлива – это одна из самых больших частей затрат любого автопредприятия.

В настоящее время контроль за расходом топлива на автомобилях не оснащенных системой контроля расхода топлива осуществляется путем сверки пробега и сопоставления с нормами расхода, а также с помощью установки датчиков уровня топлива в бак ТС и установки проточных датчиков расхода топлива, путем врезки прибора в топливную магистраль. В данных случаях: снятие показаний происходит двумя способами:

- по средствам автоматической передачи данных на сервер мониторинга
- и в редких случаях путем визуального снятия показаний с приборов расхода топлива.

Если транспортное средство достаточно современное, оснащено электронными системами управления, существует возможность получать данные о параметрах работы автомобиля с промышленной сети реального времени CAN. Для реализации решений контроля достаточно современного многофункционального блока мониторинга Глонасс/GPS. Данный блок подключается к Can-шине автомобиля и передает в систему

мониторинга телеметрические данные работы автомобиля (обороты двигателя, температуру охлаждающей жидкости, абсолютный расход топлива и многое другое). Количество параметров зависит от марки, модели и года выпуска ТС.

В связи с тем, что эксплуатируемое на сегодняшний день оборудование спутникового мониторинга не всегда соответствует растущему набору требований рынка, был проведен ряд мероприятий по выбору нового типа бортового оборудования.

Наиболее оптимальным решением среди представленных для тестирования моделей бортового оборудования, был выбран бортовой блок марки Galileo.

Используя оборудование Галилео было осуществлено пробное подключение к Санине седельного тягача MAN TGA 33.480, которое позволило получить данные о среднем и мгновенном расходе топлива в реальном времени и за выбранный период.

За период с 4 по 7 августа 2014 года ожидаемая экономия затрат на топливо составила 103 литра или примерно 3296 рублей

Ориентировочно годовая экономия затрат на топливо составит 3168 литров или 101 000 рублей при расчете на средний годовой пробег (72000км)

Таким образом, в приведенном случае можно просчитать, что срок окупаемости данного решения составляет 0,6 месяца при стоимости внедрения около 5 тыс. рублей (т.е. стоимости наших услуг) и при условии модернизации бортового оборудования в рамках сервиса.

Оценивая масштабы внедрения – это порядка 400 единиц техники, имеющей техническую возможность установки, возможно спрогнозировать экономию на затраты топлива около 25 млн. рублей в год с учетом специфики техники.

Ожидаемая выручка для компании "ТатАвтоматизация" от внедрения данного проекта составит порядка 2 млн. рублей. Выручка от реализации дополнительного оборудования более 1 млн. 200 тысяч рублей. Стоимость технической поддержки и обслуживания составит около 2,4 млн. рублей в год.

Внедрение данного решения позволит закрепить позиции ООО «ТатАвтоматизации» на рынке интеграторов систем мониторинга, получить положительный опыт и выручку. Для заказчиков позволит проводить углубленные анализы работы и параметров эксплуатации автомобиля: получать реальную информацию о фактическом расходе топлива, оборотах двигателя, температуре, объем заправленного в бак топлива, фиксировать сливы топлива с бака, что в конечном итоге позволит сократить расход топлива от 5 до 15 %, а также установить нормы расхода топлива индивидуально для каждого автомобиля.

Сокращение эксплуатационных затрат компрессорной установки СД 9/101

Н.В. Тришкин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

На сегодняшний день в автомобильном парке нашего предприятия находится 5 единиц передвижных компрессорных станций СД 9/101. В настоящее время одной из приоритетных задач в деятельности предприятия является поиск путей снижения издержек производства. В целях оптимизации затрат проведён анализ эксплуатации и обслуживания компрессорной станции СД 9/101.

По результатам проведённого анализа затрат на эксплуатацию и обслуживание компрессорной станции за 2014 год, разработаны предложения по снижению эксплуатационных затрат путём проведения капитального ремонта т.е. снижение расхода потребления топлива, снижение нагрузок по осям, сокращение времени на подготовительно-заключительные работы на скважине.

На проведение капитального ремонта оборудования для компрессорной станции технические службы осуществили анализ рынка услуг, разработаны и утверждены технические требования. Капитальный ремонт проводился на основании заключенного договора с ООО «Завод промышленного оборудования», по завершению ремонта с представителями завода были произведены пуско-наладочные работы по запуску в эксплуатацию компрессорной установки. По результатам мониторинга работы установки выявлено снижение показателей по следующим параметрам:

1. Монтаж, демонтаж манифольдной линии составляет 15 мин., до проведения ремонта данный процесс занимал 40 мин. По системе «Бережливое производство» определено оптимальное место для установки крепежного механизма для манифольдной линии, что сократило время ПЗР на 62%.

2. По результатам анализа эксплуатации выявлено снижение затрат на проведение ТО ДВС «ЯМЗ» за аналогичный период отработанного времени:

– Сокращение объёма моторного масла на 50%; объём системы охлаждения компрессора сократился на 50%; потребление топлива сократилось на 37%.

3. До проведения ремонта нагрузка на заднюю ось составляла 9 тн., для проезда по дорогам общего пользования требовалось приобретать разрешение за превышение допустимой нагрузки, после ремонта газоразделительного блока (замена на 2-блочный) с системой охлаждения радиатора (ёмкостью 200л), нагрузка на заднюю ось составила 6,5 тн., снижение полной массы на 5 тн.

Экономический эффект от проведенного ремонта 4 единиц компрессорных установок для ООО «Татнефть-РемСервисТранспорт» составил 2 229 тыс. руб., для

Заказчика 1 090 тыс. руб. (Таблица № 1). Ремонт компрессорной установки позволил сократить затраты на: проведение обслуживания (сокращение на 50%), потребление дизтоплива (сокращение на 37%), приобретение пропусков для проезда по дорогам общего пользования.(сокращение на 50%);

Таблица №1

№	Наименование	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения	Экономия	Стоимость
1	Пробег	км	55619			
	НаработкаВ/О	час	3548,6			
1.	Количество оборудования	шт.	4	4		
2.	Затраты для проведения ТО-2					48 646
2.1.	Оборудование					
	Охлаждающая жидкость (сезонная замена)	л.	900	450	450	22 131
	Моторное масло	л.	638	319	319	26 515
	Фильтра, РТИ	к-т.	6	6		
3.	*Расход топлива		182 334	115 122	67 212	1 881 934
3.1.	Вернее оборудование	л.	155 637	94 766	60 871	1704398,08
3.2.	Шасси	л.	26 697	20 357	6 341	177 536
4.	Время ПЗР на скважине Заказчика за 1 год.	час	644	240	404	2 181 600
4.1.	Количество отр. скважин	шт.	960	960		
4.2.	ПЗР 1 ед. установки (разборка/ сборка манифольдной линии)	ч.	0,67 (40мин.)	0,25	0,42	
4.3.	Стоимость 1 бр/час	руб.	5 400	5 400		
5.	Затраты на КТГ	руб.	250 000	0		250 000
Экономия (п.2+п.3+п.5)						2 229 226
Экономия (п.4.1*п.4.2*п.4.3)						2 181 600
Итого						4 410 826

Сокращение времени проведения ТО-2 и снижение потерь

Р.Р. Ситдиков (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В данной работе показана эффективность использования диагностической линии в качестве безразборной диагностики ступиц колеса.

На диагностической линии установлены стенд «Люфт детектор ДГ 015» и тормозной стенд «СТС-10», которые позволяют определять техническое состояние рулевого управления, тормозной системы и ходовой части в целом.

На посту ТО-2 проводятся работы по оценке технического состояния ступичных подшипников и узлов спецтехники, влияющих на безопасность движения. На нашем предприятии второе техническое обслуживание проводится согласно пробегу автомобиля, который равен 14000 км. Однако, не все детали автомобиля нуждаются в замене по данной наработке, достаточно оценить их техническое состояние. Так, наработка до замены ступичных подшипников на спецтехнике составляет 45000 км, а ежегодный средний пробег 1 ед. спецтехники составляет 49500 км. Исходя из вышесказанного, следует, что 2 ТО-2 проводится только для контроля технического состояния ступичных подшипников. До внедрения данной работы техническое состояние ступичных подшипников контролировалось путем разбора ступицы колеса. При каждом разборе используются трудозатраты и материальные затраты (сальник, смазка, прокладка). Для определения общего количества разобранных ступиц колес проведен анализ диагностических карт, которые заполняются при каждом проведении ТО-2. Так в 2014 году было разобрано 7992 ступиц колеса. Из которых 2664 операции по разбору-сбору ступиц колес спецтехники были обоснованы, т.е. на этих ступицах была произведена замена подшипников или тормозных колодок, что составляет 34% от общего количества разобранных ступиц. 5328 ступиц колес были разобраны только для контроля технического состояния. На расходных материалах за 2014 год предприятие могло сэкономить 1 172 тыс.руб. На разбор одной ступицы колеса затрачивается 2 чел-часа времени слесаря по ремонту автомобилей.. В результате суммарные необоснованные затраты составляют 2 955 тыс.руб.

Цель данной работы повышение эффективности производства

Задачи заключаются в сокращении времени проведения ТО-2 на 47% в 2015г. и затрат на приобретение расходных материалов для проведения ТО-2 на 66% в 2015г.

Для достижения поставленных задач необходимо определить потери на участке ТО-2. Потери времени определены по результатам проведения хронометража процесса технического обслуживания спецтехники. В результате фактическое среднее время

проведения ТО-2 составило 19,27 час. вместо плановых 16 час. Из чего следует, что более 60% времени затрачивалось на разборку-сборку ступиц колес.

Для определения потерь времени на техническое обслуживание создана карта потока ценности. На которой видно, что при каждом ТО производят действия по разбору-сбору ступиц колес, 66% из которых разбираются необоснованно. После внедрения данной методики количество разбираемых ступиц колес сократилось до 2 на 1 ед. техники.

В диаграмме Исикавы рассмотрены участки ТО и диагностики, их взаимосвязанность, а также учет движения ТМЦ и регламентирующие документы, определены факторы, влияющие на достижение поставленной цели.

Экономический эффект (таблица №1) в данной работе за 5 мес. 2015г., равен 1 231,2 тыс.руб. Также к экономическому эффекту можно отнести недополученную годовую выручку от простоя спецтехники на ТО в размере 3 513 тыс.руб.

Таблица №1

№ п/п	Критерии	Ед. изм	До	После
1	Среднее количество ТО-2 за 5 мес. 2015г.	ед.	555	555
2	Фактическое время проведения ТО-2	час.	19,27	10,27
3	Среднее количество ступиц автомобиля, вскрываемых при ТО-2	ед.	6	2
4	Количество действий по разбору-сбору ступиц колес	ед.	3330	1110
5	Количество не обоснованных действий по разбору-сбору ступиц колес	ед.	2220	0
6	Время проведения одного действия	час.	2	2
7	Цена ремкомплекта на 1 ступицу колеса	руб.	220	220
8	Оплата труда слесаря 5 разряда по ремонту ам. в час	руб.	167,31	167,31
10	Коэффициент использования парка (КИП)	коэф.	0,778	0,778
11	Средний тариф спецтехники	руб.	1017	1017
12	Необоснованные трудозатраты (п.5.*п.6.)	час.	4440	0
13	Необоснованные затраты на расходные материалы (п.7*п.5.)	тыс. руб.	488,4	0
14	Затраты на оплату труда ((п.5.*п.6.)*п.8)	тыс. руб.	742,8	0
15	Итого необоснованных затрат (п.15.+п.16.)	тыс. руб.	1 231,2	0
16	Недополученная выручка от простоя спецтехники на ремонте ((п.5.*п.6.)*п.10*п.11)	тыс. руб.	3 513	0

Реставрация поршня поворотного гидромотора экскаватора УДС 114

В.С. Ильгузин (ООО «ТаграС-ТрансСервис»)

Цель работы:

Снижение затрат на приобретение запасных частей и уменьшение времени простоя в ремонте спецтехники.

Введение:

Настоящая работа выполнена для экономии денежных средств, выделяемых на проведение ремонта верхнего оборудования спецтехники.

Раскрытие темы:

На сегодняшний день на балансе Нашего предприятия состоит 1 экскаватор УДС 114 на базе, а/м ТАТРА. Средний возраст экскаваторного оборудования УДС 114 составляет 9 лет, из-за того, что производителем является страна Чехия все запасные части на экскаватор, имеют очень высокую цену. В процессе эксплуатации УДС 114 выявляется неисправность, связанная с выходом из строя поворотного гидромотора (установки).

Это происходит из-за отрыва окантовки стопорных шайб от основания поршня, т.к. в по отдельности запасные части на поворотный гидромотор не поставляются, а цена на гидромотор в сборе составляет порядка 210 000 тыс.руб., я предлагаю произвести реставрацию поршня следующим образом;

Поршень цельный, мы отрезаем основание со сломанной окантовкой на токарном станке и оставляем отверстие диаметром 120 мм, нарезаем резьбу на внутренней части, изготавливаем основание с окантовкой, нарезаем резьбу на наружной части, вкручиваем детали и обвариваем с наружной и внутренней стороны. После сварки деталей проверяем размеры и обрабатываем швы на токарном станке. Устанавливаем на посадочное место запрессовываем и собираем гидромотор.

Таким способом были отремонтирована установка УДС в 2014 г. отказов и нареканий во время работы не имеется.

Экономическая часть:

На сегодняшний день на балансе ООО «ТрансСервисНурлат» находится 1 единица техники с экскаваторным оборудованием UDS 114. Нами произведен анализ экономического эффекта при ремонте одного поршня поворотного гидромотора собственными силами. (приложение 1)

Заключение:

Данный ремонт позволяет сэкономить значительные денежные средства и без больших простоев в ожидании запасных частей выпустить экскаватор на линию.

Замена спидометров на автомобилях УАЗ

А.Ф. Русяев, Д.Р. Хабибрахманов (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

Автомобили УАЗ укомплектовываются заводом-изготовителем спидометрами ПА 8160-4 завода ВЗЭП, в которых не предусмотрена возможность изменения количества импульсов. При эксплуатации данных а/м возникает проблема больших отклонений пробегов показаний спидометров и системы GPS навигации (примерно 10-12%), что приводит к большим эксплуатационным затратам.

Для устранения данной проблемы, было решено заменить вышеуказанный спидометр на спидометр 87.3802 (24 В) завода «Автоприбор» и настроить нужное число импульсов на 1 км, предварительно согласовав замену спидометров с заводом-изготовителем а/м УАЗ.

После замены спидометра и пуска в работу а/м мы произвели настройку импульсов, что позволило снизить процент расхождения пробега по показаниям спидометра и GPS навигации от 0 до 1,5%.

Оснащение цистерны топливораздаточным оборудованием

А.М. Галимов (ООО «УК «Татспецтранспорт», ООО «Лениногорское УТТ»)

В целях обеспечения непрерывного процесса бурения скважин, ООО «Лениногорское УТТ» производит заправку мобильных буровых установок (МБУ) ООО «Бурение» в Оренбургской области топливозаправщиками нашего общества.

В связи с увеличением объема работ и количества буровых бригад, потребность в топливе значительно возросла. Топливозаправщики ООО «Лениногорское УТТ» оснащены цистернами объёмом 7,5 куб. метров, поэтому количество ГСМ, доставляемого топливозаправщиками, стало не достаточно для обеспечения буровых установок.

До настоящего времени, в Оренбургскую область направлялось два топливозаправщика КамАЗ-43114-15 гос.№№: в906хт, с940ну.

Нами было принято решение оснастить полуприцеп-цистерну НЕФАЗ-96742 гос.№ АО4425, объемом 18,170 куб. метров, закрепленную за седельным тягачом КамАЗ-44108 гос.№ в013хс, топливораздаточным оборудованием. На раздаточную КПП автомобиля КамАЗ была установлена коробка отбора мощности, соединяемая карданной передачей с насосом НШ-50, закрепленным на раме автомобиля. Через рукава высокого давления насос НШ-50 приводит в работу гидромотор 310.56.3, закрепленный на полуприцепе-цистерне, который, в свою очередь, через соединительную муфту включает в работу топливный насос.

В результате переоборудования полуприцепа-цистерны в топливозаправщик, мы получили дополнительную выручку в сумме 1 228,0 тысяч рублей.

Применение спецтехники МРСК-311 на шасси газ 33-08 при выполнении работ по капитальному ремонту и строительству энергообъектов

А.С. Шишкин (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Ремонтно-наладочный цех выполняет различные работы по капитальному ремонту и строительству энергообъектов, но в данной работе остановимся только на производстве таких видов работ как: монтаж опор ВЛЭП 6-10кВ, выправка опор, строительство кабельной эстакады.

Для данных видов работ заказывается спец. Техника Фискарс ИФ-300С. Эта машина представляет собой вездеходный Камаз с бортом, а так же с краном-манипулятором. Основная задача его это перевозка и поднятие тяжеловесных грузов до 6,5тн.

Для бурения скважин под опору СВ-110А или под стойку из железной трубы для строительства эстакады заказывается бурильная машина. Основная задача её в бурении ям глубиной не более 3м.

Недостатками, возникающими в процессе работы с этими спец. техниками являются использование большого участка земли для маневрирования, т.е. необходимость занятия такого места где техника могла бы производить работы, а после разъехаться. Как правило, в стесненных условиях производить такие работы бывает невозможным; затраты времени на перестановку техники играют не маловажную роль. Подъехал, разложил, пробурил, сложился, отъехал, а затем тоже самое с фискарсом. Отнимает в среднем при монтаже опоры 10-15 мин. Недостатком может быть такой показатель как потеря рабочего времени на ожидание спец. техники, т.е. вовремя на объект сразу две техники не приедут.

Ну и самым значимым показателем является большие затраты на спец.технику, т.е. в среднем в день на использование Фискарса и Бурильной машины выходит 19504руб.

Основной целью данного анализа является сокращение транспортных затрат, акцентируя необходимость в более совершенствованной технике.

Ремонтно-строительная комплексная машина МРСК-311. Она была разработана на основании пожеланий и запросов клиентов. В качестве шасси служит небольшой и маневренный полноприводный автомобиль ГАЗ-3308 "Земляк" 4х4.

На ней установлена поворотная платформа с телескопической стрелой, способной выполнять погрузочно-разгрузочные работы с грузами весом до 2,9 тонны. Возможная высота подъема крюка достигает 8,5 метров. Для установки машины в рабочее положение

используются выносные опоры-аутригеры, расстояние между которыми не менее 3,82 метра. Они способны выдержать нагрузку на рабочую площадку до 6,7 тн. Новая усовершенствованная конструкция существенно упростила выполнение работ по установке опор линий электропередач, для чего данная машина в основном и предназначена. Практически в 90% случаев выполнения работ грузоподъемность машины оказывается вполне достаточной. Крановое оборудование имеет гидравлический привод. Возможна работа крана на минимальном вылете стрелы 0,64 м и на максимальной – 6 метров.

Благодаря поворотной платформе машина может пробурить несколько недалеко расположенных одна от другой скважин без изменения своего рабочего положения. Для управления машиной имеется удобная кабина, при необходимости накрываемая мягким тентом. Технические возможности машины в сравнении с выпускавшимися ранее существенно улучшены. Так, крутящий момент вращателя возрос вдвое, что сделало возможной проходку более твердых грунтов. Скважины, которые способна бурить данная техника, имеют максимальную глубину 3 метра при диаметре до 0,8 м. В качестве инструмента используется лопастной бур при циклическом способе бурения. Бурить скважины можно под углом в пределах от 45 до 95 градусов. На буровом инструменте развивается максимальный крутящий момент до 4000 Нм и осевая нагрузка до 45 кН. Приводы подачи бура и его вращения – гидравлические. Преимущества МРСК-311: хорошая мобильность, большая маневренность, экономия топлива, большой диапазон угла наклона бура, а так же не уступает в технико-экономических показателях Фискарсу и буру. Ожидаемый экономический эффект от применения спец. техники МРСК-311 взамен Фискарса и Бура по таблице видно, что одна техника скушает меньше топлива, чем две. Аренда МРСК-311 будет все же дешевле, чем двух техник, хотя его тарифная часовая ставка выше. Экономия составит 153280 руб. в месяц. Итак отметим, небольшая база и полный привод дают этому автомобилю превосходную маневренность и проходимость. ГАЗ-3308 оснащен дизельным двигателем с турбонадувом, который предоставляет необходимую мощность не только для передвижения, а также для нормальной работы бурильного и кранового оборудования МРСК-311. Процесс установки опор линий электропередач данным крановым оборудованием значительно упростился. МРСК-311 способна сама произвести выгрузку опоры из транспорта, без привлечения посторонней помощи, зафиксировать ее раскрепляющим устройством с гидравлическим приводом и выставить эту опору в вертикальном положении. Грузоподъемность кранового оборудования способна обеспечить энергетикам не только установку опор, а также

перемещение трансформаторов и много другого. Снизит транспортные затраты, увеличит производительность труда, а также отметим ее эстетичный вид.

Предложения по оптимизации транспортных затрат в НГДУ

И.А. Янухина (НГДУ "Лениногорскнефть")

В НГДУ «Лениногорскнефть» Бережливое производство признается как один из наиболее эффективных и надежных путей предприятия к повышению конкурентоспособности, который направлен на оптимизацию производственных процессов, повышение производительности труда, сокращение потерь и затрат при добыче нефти.

Учитывая нестабильность цен на горюче-смазочные материалы в условиях экономического спада, а также поиск путей сокращения эксплуатационных затрат на предприятии, возрастает актуальность оптимизации транспортных расходов.

Транспортные затраты НГДУ «Лениногорскнефть» в 2014 году увеличились на 3,3% по сравнению с 2013 годом и составили 962919 тыс. рублей. Рост затрат на транспорт, прежде всего, обусловлен повышением тарифов. Тарифы на услуги транспортных компаний выросли в 2014 году в среднем на 6,4%. Транспортные затраты занимают значительный удельный вес в смете НГДУ, их доля составляет 8 %. Тем самым снижение транспортных расходов имеет значимую роль на предприятии.

Среди НГДУ ПАО "Татнефть" проводится рейтинговая оценка показателей эффективности использования транспортных средств, с целью заинтересованности НГДУ в целенаправленном использовании транспортных средств, и тем самым оптимизации транспортных затрат.

По результатам рейтинговой оценки НГДУ ПАО "Татнефть" за 2013 г. в области использования транспортных средств для производственных целей НГДУ «Лениногорскнефть» занимает шестое место в рейтинге.

Для улучшения показателей и наиболее эффективного использования транспортных средств были подготовлены мероприятия.

1. Сокращение непроизводительных потерь времени на передвижения автотранспорта, за счет перемещения места стоянки 6 единиц техники.
2. Применение кольцевого развоза вахты для рационального использования вахтового и специального транспорта.
3. Базирование АСМ и автогидроподъемника непосредственно на объекте цеха на летний период чистки и покраски РВС.

За счет проводимых мероприятий, по итогам рейтинговой оценки за 2014 г. в области использования транспортных средств НГДУ «Лениногорскнефть» занимает четвертое место среди НГДУ ПАО "Татнефть".

Также в целях рационального использования автотранспорта, организации выхода техники непосредственно на объект работ, а также повышения оперативности выполнения заявочных работ на объектах НГДУ, устранения потерь при использовании транспорта, были проведены фотографии рабочего дня с целью проверки использования техники в цехах. В ходе проверки было проведено 90 ФРД с охватом 90 единиц техники. В результате чего были выявлены следующие основные проблемные зоны в области использования транспорта: неэффективные схемы движения, избыточная мощность техники. Организация рационального использования автотранспорта в НГДУ «Лениногорскнефть» позволит снизить транспортные затраты за счет следующих мероприятий:

1. Оптимизация служебных машин аппарата управления НГДУ «Лениногорскнефть» в количестве 5 единиц.
2. Отказ от 8 ед. бульдозерной техники с июня по октябрь 2015 г.
3. Сокращение использования погрузчиков К-700 и ТО-18, тракторов МТЗ-82.
4. Сокращение использования ППУ с июня по октябрь 2015 г.
5. Отказ от 5 ед. УАЗ, отказ от Нивы.
6. Применение разрывного режима работы 5 ед. ГАЗ.

В НГДУ открыт проект, направленный на сокращение техники с избыточной мощностью, использование которой ведет к удорожанию транспортных затрат.

В рамках реализации проекта выполняются мероприятия по сокращению транспортных затрат за счет использования транспортных средств с оптимальными параметрами: оптимизация используемой техники по пассажироместимости, грузоподъемности и назначению: замена Газ на УАЗ, ПАЗ на УАЗ, отказ от 2 ед. Камаз АНРВ, сокращение использования автокранов.

Данные мероприятия согласованы и утверждены сервисными управляющими компаниями ООО «УК «Татспецтранспорт» и ООО «УК «Таграс-ТрансСервис».

Ожидаемый годовой экономический эффект от мероприятий составляет 34650 тыс.руб.

Таким образом, с учетом мероприятий по сокращению транспортных затрат, ожидаемые транспортные расходы на 1 тн. добытой нефти в 2015 году должны уменьшиться на 2,4% по сравнению с 2014 годом.

Важно понимать, что оптимизация подразумевает стремление к устранению всех видов потерь и рациональное распределение расходов, т.е. применение системы бережливого производства, которая активно внедряется в НГДУ «Лениногорскнефть».

Использование каротажных подъемников для свабирования скважин

А.А. Хаков (НГДУ «Лениногорскнефть»)

На сегодняшний день согласно устава проекта ведется «Проверка технического задания избыточности мощности техники используемых на объектах ПАО "Татнефть".

В настоящее время цеха НГДУ, сервисных компаний используют технику с избыточной мощностью для выполнения работ, что ведет к удорожанию транспортных затрат.

Цель проекта:

Изучить и выявить перечень техники с избыточными мощностями используемых для выполнения работ по направлениям добычи, энергии, бурения, строительства, ремонта скважин, информационных технологий.

Результаты проекта:

Сокращение транспортных затрат за счет использования транспортных средств с оптимальными параметрами, по ПАО "Татнефть", ориентировочно на 50 млн.руб., а по НГДУ «Лениногорскнефть» на 1496 тыс. руб.

На сегодняшний день в НГДУ «Лениногорскнефть» для свабирования скважин используются такие агрегаты как АПРС-40, А2-32А, АСС-3. Данные агрегаты по "Лениногорскому УТТ" самортизированны, поскольку их возраст уже составляет около 11-12 лет, а срок службы у них 9 лет.

У используемых агрегатов высокая стоимость одного часа обслуживания и их продолжительные подготовительные работы, до начала процесса свабирования, занимают достаточное количество времени, до 2 часов. В то же время при использовании данных агрегатов необходимо привлечение дополнительной автомашины на перевозку вахты бригад и приобретение пропусков на движение крупногабаритной и тяжелой спецтехники за превышение нагрузок по осям. Агрегаты АПРС-40 и А2-32А трудоемкие в сборке, а условия труда, всех агрегатов в целом, менее комфортны. Продолжительность свабирования занимает от 4 до 8 часов, а при работе на данных агрегатах отсутствуют условия приема пищи и отдыха в обеденное время.

Для экономии средств, затрачиваемых на пропуск для проезда по дорогам общего пользования, необходимо составлять более оптимальные маршруты для работы свабного агрегата к скважинам.

Использование агрегата ПКС-5 взамен АПРС-40, А2-32А, АСС-3 позволит повысить эффективность (при котором не мало важно мобильность, одновременное прибытие вахты с агрегатом, минимальное время на проведение подготовительных работ), улучшить производительность труда, сократить время на выполнение подготовительных работ, а так же уменьшить затраты путем сокращения дополнительных затрат на пропуск и дополнительной автомашины для вахты, а так же сократить время бригад часов.

Основная работа ПКС-5 будет проводиться с помощью стойки для спуско-подъемных операций, а в некоторых случаях при ПРС. Стойка монтируется на устье скважины через которую в скважину спускают канат или кабель с утяжелителем и корзиной на конце, после чего начинается процесс свабирования. Максимальную нагрузку которую может выдержать стойка – не более 6 тонн.

В результате проведения расчета экономической эффективности предлагаемых мероприятий, в том числе расчета таких основных показателей, как ЧДД, ИДД и срока окупаемости, выявлено, что использование агрегата ПКС-5 экономически выгодно для предприятия.

В итоге можно сделать следующие выводы. Использование ПКС-5 приведет к:

1. Сокращению затрат на оплату работы ПКС-5 в сравнении с АПРС-40, А2-32А, АСС-3
2. Отсутствию затрат на дополнительную машину для перевозки вахты.
3. Сокращению затрат на приобретение пропусков на движение крупногабаритной и тяжелой спецтехники.
4. Уменьшению подготовительно-заключительного времени при работе агрегата.
5. Созданию комфортных условий труда.
6. Высокой мобильности агрегата.

Внедрение бережливого производства в систему эксплуатации и обслуживания оборудования

Р.Р.Каримов (УК ООО «ТМС групп»)

Наша компания продолжает реализовывать новые технологии бережливого производства в сфере производства, эксплуатации и обслуживания нефтепромыслового оборудования.

Позвольте представить Вам мой доклад на тему «Внедрение бережливого производства в систему эксплуатации и обслуживания оборудования»

Деятельность Управляющей компании ООО «ТМС-групп» в сфере сервиса нефтепромыслового оборудования тесно связана с эксплуатацией различной спецтехники, в т.ч. АРОК на шасси автомашин КамАЗ в подразделениях ООО «МехСервис-НПО». Данный вид техники является универсальным при выполнении работ как по механическому так, и по энергетическому направлениям.

Основными видами работ выездных звеньев на СК и ПЦ являются следующие: протяжка узлов и креплений; ремонт узлов и деталей; изменение длины хода и числа качаний; замена крепежных элементов; замена узлов и деталей; огневые работы; покраска узлов (гб, инв№, но мер скв.)

В соответствии с этими работами и для того, чтобы не возвращаться каждый раз на базу, приходится перевозить весь перечень инструментов, включающих в себя: ключи накидные; ключи рожковые; ударный инструмент; режущий инструмент; съемники шкивов; сварочное оборудование; маслостанция и ТМЦ, которые включают в себя: крепежные элементы; запчасти к узлам; металлопрокат; смазочный материал; сальники и уплотнители; узлы СК и ПЦ; шкивы эл.двигателя; краска.

Как мы все знаем, принципы системы 5С заключаются в следующем: сортировка, создание мест, содержание в чистоте, стандартизация, соблюдение и совершенствование.

В процессе эксплуатации остро встает вопрос о размещении в кузове всего необходимого количества ТМЦ и инструментов согласно принципам 5С.

На данном слайде показана автомашина АРОК при поступлении к нам с завода-изготовителя.

В силу ограниченности пространства в кузове по значительной части ТМЦ и инструментов места вообще не определены.

Так же в салоне изначально не определены места для хранения спец.одежды, СИЗ и условия приема пищи. Попытки решить данную проблему ресурсами цеха заключались в изготовлении нестандартных ящиков и контейнеров для ТМЦ, инструмента и СИЗ. Как правило, это незргономичные контейнеры, провоцирующие произвольные потери ожидания, передвижения и поиска ТМЦ.

В связи с этим из всех пунктов системы 5С выполняются только «СОРТИРОВКА», «СОДЕРЖАНИЕ В ЧИСТОТЕ» и «СТАНДАРТИЗАЦИЯ».

Реалии сегодняшнего времени требуют оперативного реагирования на весь спектр работ по содержанию работоспособности НПО, что в свою очередь влечет настройку перевозки в автомашинах АРОК всего перечня необходимого количества ТМЦ и

инструментов. Поэтому нами совместно с ОАО «Азнакаевский завод Нефтемаш» был разработан проект под названием «Бережливый АРОК».

Целью проекта были: создание модели грузового отсека АРОК согласно принципам бережливого производства; создание модели организации кабины с учетом перевозки СИЗ, уборочного инвентаря и первичных средств пожаротушения; организацию условий приема пищи в полевых условиях; размещение всего необходимого перечня ТМЦ и инструментов в кузове а\м АРОК по принципу бережливого производства; создание модели организации системы 5С в кузове автомашины АРОК

На слайде изображены старый АРОК и новый, созданный по проекту «Бережливый АРОК»

Преимущества грузового отсека: организованы специальные люки для сварочных кабелей и шлангов газорезки; справа и слева установлены ящики для мелких ТМЦ; на заднем свесе определено место для металлопроката;

Так же установлены ящики для инструментов справа и слева. Хочу обратить Ваше внимание, что положение этих ящиков позволяет выбрать нужный инструмент не поднимаясь в кузов автомашины. Что позволяет сократить время, а также физическую нагрузку на работника.

К преимуществам пассажирского отсека можно отнести следующие: места для СИЗ; место для микроволновки; шкаф для спецодежды с сушилкой. Ранее в салоне не предусматривалась сушилка для спецодежды, что создавало определенные неудобства в сырую погоду. Рукомойник с возможностью эксплуатации в холодное и теплое время года.

Экономический эффект достигнут за счет сокращения потерь времени на поиск инструмента и ТМЦ и составляет в пересчете на весь технологический транспорт ООО «МехСервис-НПО» 3,6 млн.руб.

Снижение транспортных затрат при монтаже СК

Е.В. Чирков (УК ООО «ТМС групп»)

ООО «МехСервис-НПО» производит монтаж, демонтаж и обслуживание приводов ШГН с целью поддержания работоспособности оборудования в рамках договора по добыче нефти.

Один из наиболее транспортнозатратных видов работ является монтаж СК, который составляет от 50 тыс. руб. что за год составляет 26 млн. 450 тыс. руб. При этом сократив

затраты на транспорт мы рискуем увеличить время проведения монтажа и ухудшения его качества.

Проведя анализ выполненных монтажей СК за 2014г. на объектах НГДУ «Ямашнефть» было выявлено, что на 5 скважинах монтируемый привод был демонтирован с другой скважины. На 13 скважинах монтируемый привод был перемещен с базы Ямашского цеха ООО «МехСервис-НПО». На 29 скважинах монтируемый привод был после капитального ремонта. Рассмотрев вариант монтажа после капитального ремонта, были выявлены следующие преимущества и недостатки.

1. Узлам СК проведен КР
2. Узлы СК окрашены
3. Наличие ЗИП, что исключает вероятность комплектования СК недостающими элементами

4. Наличие новой площадки обслуживания СК
5. Наличие новых ограждений
6. Наличие новой лестницы площадки обслуживания СК

Недостатками являются

1. Головка балансира окрашена не по стандарту
2. Узлы редуктора окрашены не по стандарту
3. Отсутствие на раме знаков заземления и инвентарного номера
4. Отсутствие на салазках электродвигателя знака заземления
5. Кожух КРП окрашен не по стандарту
6. Кожух крыльчатки окрашен не по стандарту
7. Редуктор демонтирован от рамы
8. Контргруза демонтированы от редуктора

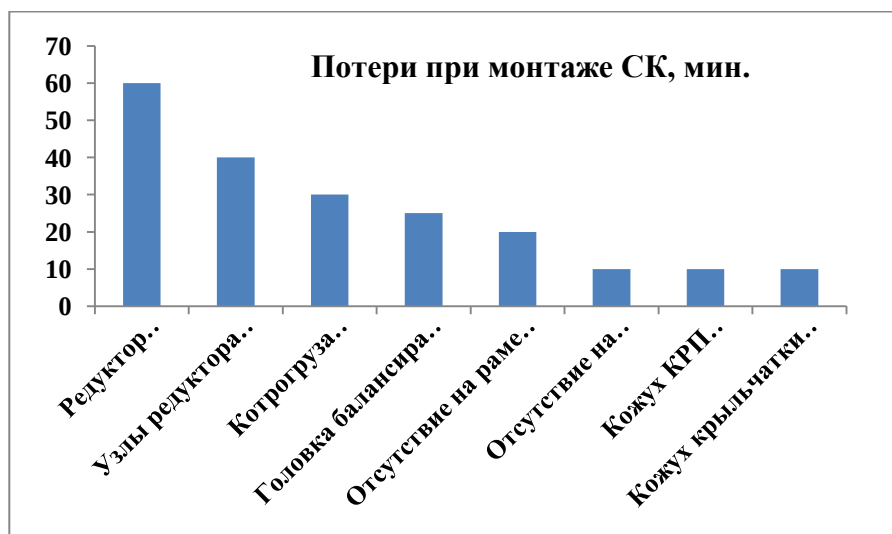


Рисунок 2. Потери при монтаже СК, мин.

На основании данного анализа были выявлены потери 205 минут, которые могут быть устранены перед монтажом в базовых условиях без применения спец техники.

С целью сокращения транспортных затрат и повышению качества подготовки СК к монтажу специалистами Ямашского цеха ООО «МехСервис-НПО» был разработан стандарт «Перечень действий при подготовки СК к монтажу в базовых условиях».

В данный стандарт вошли следующие операции:

- 1.Монтаж редуктора на раму СК
- 2.Монтаж контрогрузов на кривошипы редуктора
3. Нанесений обозначений:
 - Номер балансира
 - Красная метка на шатуне в районе шпонки кривошипа
 - метка на тихоходном валу редуктора (желтым цветом)
 - Знаки заземления на салазках электродвигателя и рамы СК
 - Нанесение инв. на раме СК

Так же было подано рацпредложение и был рассчитан экономический эффект, который составил 1 млн. 524 тыс. рублей для ПАО "Татнефть".

Не смотря на сокращение транспортных затрат при этом мне так же удалось:

- 1.Сократить время монтажа
2. Улучшить качества монтажа
3. Сократить недоборы нефти

Учет транспортных затрат с применением программы АСУ-Транспорт и SAP R3 в НГДУ «Прикамнефть». Процесс, проблемы, задачи.

П.Е. Колчина (НГДУ "Прикамнефть")

Транспорт – является неотъемлемой частью нашего современного общества и важной составляющей производственной деятельности НГДУ «Прикамнефть» ПАО "Татнефть". Транспортные затраты учитываются в себестоимости готовой продукции и, поэтому, их корректное отражение в бухгалтерском учете предприятия очень важно для правильной и своевременной подготовки бухгалтерской отчетности

В бухгалтерском учете все транспортные расходы подразделяются на группы транспортных средств, для которых определены свои тарифы и счета для отражения в бухгалтерском учете.

Для того, чтобы в итоге транспортные затраты были учтены корректно, большое значение имеет на сколько правильно и своевременно будет проходить весь процесс оформления каждого путевого листа:

1. Ответственные лица должны заранее планировать работы с использованием техники и оформить заявку в «АСУ - Транспорт» на выделение техники, которая поступает в ЦИТС и в транспортное предприятие.

2. В транспортном предприятии оформляется путевой лист, в котором указывается номер путевого листа, марка, гос.номер транспорта, имя водителя.

3. При фактическом исполнении заявки при подписании путевого листа ответственные лица должны произвести проверку правильности и полноты его заполнения.

4. После того, как путевой лист поступает в транспортное предприятие, диспетчер заносит данные из путевого листа в программу «АСУ-Транспорт».

5. Затем, ответственные лица за эффективным использованием техники, должны провести в программе «АСУ-Транспорт» сверку и подтверждение использования

В бухгалтерию ежемесячно поступает более 4 тысяч путевых листов (Таблица 2).

Таблица 1 - Количество путевых листов, поступивших за 2014 г.
от ООО «УК «Татспецтранспорт» и ООО «УК «Татнефть – ТрансСервис»

Месяц	ООО «УК «Татспецтранспорт»	ООО «УК «Татнефть - ТрансСервис»	Итого за месяц
январь	2 584	1 577	4 161
февраль	2 713	1 579	4 292
март	2 836	1 615	4 451
апрель	2 954	1 678	4 632
май	2 582	1 528	4 110
июнь	2 550	1 513	4 063
июль	2 636	1 700	4 336
август	2 760	1 586	4 346
сентябрь	2 829	1 665	4 494
октябрь	2 791	1 708	4 499
ноябрь	2 666	1 529	4 195
декабрь	2 539	1 646	4 185
Итого за 2014 год	32 440	19 324	51 764

Также, важно проводить сверку заявок своевременно. По регламенту срок подтверждения заявок сотрудниками цехов, отделов и служб - 5 число каждого месяца,

следующего за отчётным. Несоблюдение данного требования впоследствии может привести к срыву сроков сдачи бухгалтерской отчетности в ПАО "Татнефть".

Итак, после проверки бухгалтером выполнения всех вышеперечисленных пунктов по каждому путевому листу, начинается выгрузка данных из программы «АСУ - Транспорт» в программу SAP R3 и дальнейшая работа с полученным объемом информации в SAP R3 для формирования транспортных затрат.

Четкое исполнение регламента работ всеми участниками процесса позволит сделать выполнение процесса прозрачным. Установление ключевых показателей эффективности для каждого участника процесса позволит снизить возникновение отклонений от нормального хода процесса на каждом этапе, количество возвратов и исправлений первичных документов, за счет закрепления ответственности каждого участника процесса. Что в конечном итоге способствует своевременному и точному отражению важной части статьи расходов - транспортных затрат предприятия. А так же к сокращению потерь рабочего времени сотрудников ОБУ.

Организация рабочих мест по текущему ремонту спецтехники

А.А. Гайнутдинов (ООО «ТаграС-РемСервис»)

На нашем предприятии эксплуатируется 200 ед. спецтехники. При проведении ремонта существовала проблема участия водительского состава в ремонте, которое в среднем составляло 2946 часов в месяц или 5% от отработанного времени. Увеличение времени нахождения спецтехники в ремонте является следствием отсутствия оборудованных, стандартизированных рабочих мест. Для сокращения времени нахождения спецтехники на ремонте и уменьшения привлечения водительского состава к ремонтным работам был проведен структурный анализ. Согласно анализу видно, что 60% затрачиваемого времени на проведение ремонтных работ спецтехники, приходится на основной ремонт, а 40% на подготовительные работы, перемещение узлов и агрегатов, ожидание з/ч и поиск инструмента

Цель данной работы сократить время нахождения спецтехники на текущем ремонте на 20% до конца 2015года.

Задачами данного проекта является снижение времени нахождения транспортных средств на ремонте, организация рабочих мест по текущему и заявочному ремонту спецтехники, снижение привлечения водительского персонала в ремонте.

Для рассмотрения всех факторов, влияющих на сокращение времени нахождения спецтехники в ремонте, была построена причинно-следственная диаграмма «Исикавы», в

которой были рассмотрены факторы, влияющие на достижение поставленной цели.. Для определения фактического времени проведения ремонтных работ на спецтехнике проанализировано фактическое количество замененных узлов, агрегатов и затраты времени на весь цикл ремонта.

В результате анализа фактическое время проведения ремонтных работ составило 2946 часов. Согласно карты потока создания ценностей время ремонта составляет 31 час, из которого 13 часов составляют потери, на 9,7 из которых можно воздействовать и сократить потери.

По результатам анализа диаграммы СПАГЕТТИ все работы связанные с ремонтом ДВС и КПП перемещены в бокс №3, что позволило сократить расстояние холостых пробегов на перемещение узлов и агрегатов на 800 м. или 15мин. Для одного узла.

Для уменьшения потерь времени на поиск инструментов и приспособлений все рабочие места были укомплектованы инструментам, приспособлениями и разработаны стандарты рабочих мест, что позволило сократить время проведения ремонта на 5% или 1,5 часа. И уменьшить травмоопасность выполняемых работы.

Для сокращения потерь времени на ожидание подписания заявок на приобретение з/ч было принято решение о переходе на электронное формирование заявок. В результате формирования заявок на з/ч в программе 1С удалось сократить время на согласование заявок на 3,5 часа.

В результате сокращения потерь времени на ожидания запасных частей, поиска инструмента и приспособлений, перемещение узлов и агрегатов время проведения ремонта снизилось на 20% т.е. с 31 часа до 24,8 часа.

В результате создания оборотного фонда узлов и агрегатов сократилось время ожидания узлов и агрегатов с 2946 до 2357 часов

В результате сокращения простоя спецтехники на ремонте дополнительная выручка составит 4 188 156 рублей в год.

Таблица №1.

Экономический эффект

№ п/п	Наименование затрат	Ед.изм	До	После
			А	В
1	Среднемесячное количество часов простоя спецтехники в ремонте, в час	час	2946	2357
2	Средняя продолжительность ремонта на ед. техники	час	31,05	24,8

3	Средний тариф на 1 маш./час	руб.	1 017	
4	Затраты на оборудование и оснащение участка	руб.		250 000
5	Дополнительная выручка от снижения времени спецтехники на ремонте в месяц (A1*A3)-(B1*B3)	руб.	0	599 013
Итого дополнительная выручка в месяц, руб.:				349 013
Итого дополнительная выручка в год, руб.:				4 188 156

Внедрение данного проекта позволило снизить количество часов нахождения спецтехники в ремонте на 6,2 часа (20%), , снизить количество ремонтных часов водительским составом.

Внедрение диагностического комплекса МТ10КМ для ремонта автомобилей

Р.Р. Миннахметов (ООО «Таграс-ТрансСервис»)

На сегодняшний день одна из важнейших задач является оказание услуг сторонним Заказчикам с ежегодным увеличением объемов. Что последнее время общая доля по сторонним заказчикам составляет 16,5 %. Стратегическая цель проекта: Увеличение коэффициента выхода автомобилей на линию. Сокращение времени и затрат на диагностику двигателей.

Диагностический комплекс состоит из сканера, адаптера, набора кабелей, переходников, и различных датчиков для замера параметров работы двигателя. Конструкция комплекса позволяет использовать его как стационарно использовать питание от эл. сети так и в мобильном варианте, питаться от аккумулятора автомобиля.

Мотор-Тестер позволяет производить углубленную диагностику систем зажигания, электронных систем управления двигателем как отечественного, так и импортного производства:

- автоматически определять тип Электронных блоков управления далее-ЭБУ;
- просматривать параметры блоков управления в динамике получать сведения о кодах неисправностей;
- управлять исполнительными механизмами двигателя;

Диагностика системы зажигания позволяет определять:

- состояния свечей и свечных проводов (нагары, обрывы, пробой);

- определение режимов работы и неисправностей катушки зажигания (межвитковые замыкания, правильность подключения, пробой);
- диагностика коммутатора и датчика Холла;
- просмотр характеристики работы центробежного регулятора;
- определение угла опережения зажигания (без стробоскопа или с ним);
- электрическая проверка топливных форсунок - проверка работы датчиков (температуры, положения дроссельной заслонки, датчика кислорода, ДМРВ)
- проверка исполнит. механизмов;
- состав выхлопных газов (с внешним газоанализатором);
- определение работы цилиндров путем поочередного отключения.

Проверка работы ГРМ позволяет определять правильности установки ремня ГРМ, контроль работы клапанов (с датчиками давления в цилиндре или с датчиком абсолютного давления).

Проверка компрессии:

- оценка относительной компрессии по цилиндрам в режиме стартерной прокрутки;
- определение правильности установки ремня ГРМ;
- контроль работы клапанов.

Диагностика АКБ и генератора:

- проверка работы генератора и системы зарядки аккумулятора (вых. напряжение и ток генератора с определением неисправностей выпрямительных диодов, реле-регулятора, зависания щеток и т.д.).

Внедрение мотор-тестера позволит:

- Сократить расходы на диагностику электронных систем автомобиля;
- Оперативно производить ремонт автомобилей
- Не отправлять автомобили в «Сервисный центр», на диагностику, а производить её в РММ на предприятии.
- Не задействовать транспорт предприятия для буксировки неисправного автомобиля в «СЦ» для диагностики систем двигателя, тем самым сократить транспортные расходы.

Стоимость проекта:

- Диагностический комплекс MT10COM – 74 410 рублей
- Ноутбук необходим для визуального отображения параметров двигателя, позволяет просматривать сведения о кодах неисправностей, управлять исполнительными механизмами двигателя.

- Стойка компьютерная позволяет добиться мобильности стенда, удобства транспортировки и работы слесаря.

Итого: 109410 рублей.

В год примерно диагностируется 750 автомобилей, из минимального расчета 3 автомобиля в день.

Стоимость диагностики 1 автомобиля в «Сервисном центре» – 1121 рублей.

Соответственно затраты на диагностику в «Сервисном центре» за год – 887832 рубля.

Закупив оборудование на сумму 109410 руб, и имея возможность проводить диагностику у себя мы экономим в год: 778422 рубля.

Срок окупаемости оборудования составляет 3,7 месяца.

Эксплуатация грузовых шин с цельнометаллическим кордом (ЦМК) на автотранспорте ООО «Татбурнефть-ЛУТР

Р.С. Тагиров (ООО «УК «Татбурнефть»)

Цельнометаллокордные шины (ЦМК) - автомобильные шины в которой стальной проволокой пронизаны и каркас, и брекер (часть покрышки, расположенная между каркасом и протектором). ЦМК шина дороже из-за того, что при ее производстве используется сложная технология, обеспечивающая прочную связь корда и резины. Полотно шины представляет собой несколько десятков параллельных стальных тросов — «косичек», которые с обеих сторон опрессованы резиной. Высокая стоимость ЦМК шины компенсируется за счет более длительного срока службы.

В конструкцию современных ЦМК-шин заложена возможность увеличения их пробега за счет восстановления протектора. Причем технология восстановления позволяет обеспечить те же характеристики, что и были изначально в совершенно новом протекторе.

Группа компаний «Татнефть» и итальянская компания «МарангониС.п.А.» приняли решение о создании в Нижнекамске совместного предприятия по восстановлению грузовых шин с цельнометаллическим кордом. Для его функционирования учреждается ООО «КаМаРетрэд».

Восстановление ЦМК шины.

Перед началом восстановления покрышку необходимо проверить – годится ли она в принципе для восстановления. После этого, используя специальное оборудование, с покрышек удаляют остатки старого протекторного слоя – этот процесс называется «шероховка». Далее очищенную поверхность шины ремонтируют, при этом удаляются

все посторонние предметы (металлические включения, щепы, стекло и т.д.). Все поврежденные места заделывают сырой резиной. Следом на подготовленную поверхность наносится специальный клей. После этого на клей наносится слой сырой резины, а на нее новый протектор. Полученная заготовка устанавливается на специальный станок, ролики которого прижимают протектор, прослойку из сырой резины. Благодаря этому удаляется весь воздух. Стык протектора скрепляется при помощи полосы сырой резины и фиксируется.

Далее шины помещаются в специальное устройство, именуемое «конвертом». После этого каркасы с протекторами помещаются в автоклав, в котором создается нужное давление и температура. Высокая температура в автоклаве способствует более прочному химическому соединению протектора и каркаса. То есть протектор и каркас шины после вулканизации становятся единым целым. На заключительном этапе проводится инспекция восстановленной шины.

Цена восстановленной шины на рынке на 30-50% дешевле, новой покрышки аналогичного класса. Фактором экологии у нас в стране, к сожалению, пока пренебрегают. А между тем для производства новой покрышки требуется 80 л сырой нефти, в то время как для восстановленной – всего 7 л – почти в 11.5 раза меньше!

В ООО «Татбурнефть-ЛУТР» имеются транспортные средства «обутые» в ЦМК шины:

1. Mercedes Benz Actros – 3 единицы;
2. Камаз-6460 – 2 единицы;
3. п/прицеп ТАЦ-96102 – 1 единица;
4. п/прицеп Сеспель 964822 – 3 единицы;
5. п/прицеп ЦТ-40М2-99683 – 1 единица;
6. п/прицеп ЦТ-25М-99682 – 2 единицы;
7. Самосвал Камаз-65115 – 1 единица.

Экономический эффект от использования ЦМК шин в ООО «Татбурнефть-ЛУТР» ориентировочно составит 490204,1 рублей.

Отбору для восстановления подлежат покрышки, снятые с эксплуатации из-за износа рисунка протектора. При отборе и приемке покрышек (каркасов) для восстановления определяется их пригодность к ремонту.

Преимущества от использования ЦМК шин:

1. Повышенная грузоподъемность;
2. Экономия топлива;
3. Высокие скоростные характеристики;
4. Возможность восстановления рисунка протектора;

5. Увеличенный срок эксплуатации;
6. Возможность длительной безостановочной эксплуатации автомобиля;
7. Высокая прочность;
8. Меньшая масса;
9. Экологическая безопасность.

Установка уровнемера в емкость топливозаправщика

Р.Ф. Камалов (ООО «Альметьевское УТТ-1», ООО «УК «Татспецтранспорт»)

В настоящий момент фактическое наличие топлива в емкостях топливозаправочной техники проверяется путем снятия остатков топлива в емкости топливозаправщика перед выездом на линию и возвращении в гараж.

Недостатком данной схемы контроля движения топлива является его дискретность, т.е. контроль не является постоянным и непрерывным. Для обеспечения непрерывного и сквозного контроля за движением топлива необходим узел контроля, стационарно установленный на емкости топливозаправщика и связанный с системой спутникового мониторинга. Одним из вариантов узла контроля является датчик уровня жидкости в емкости топливозаправщика.

По принципу действия датчики уровня могут быть емкостными, поплавковыми, радарного типа, ультразвуковыми и гидростатическими. Из соображений минимальной стоимости установки и эксплуатации были выбраны датчики емкостного типа. Они лишены подвижных элементов, поэтому достаточно надёжны и долговечны. К их недостаткам следует отнести значительную температурную зависимость, которая может быть скомпенсирована соответствующим конструктивным оформлением датчика.

На 5 единицах топливозаправочной техники, эксплуатирующейся на нашем предприятии, установлены датчики ДУТ-КВ-Р01, объединяющие в себе датчик уровня жидкости емкостного типа и датчик ускорений. Питание датчика осуществляется от встроенной батареи в течение всего срока эксплуатации. Связь с блоком спутникового мониторинга осуществляется по радиоканалу. Блок спутникового мониторинга передает информацию по GSM-каналу на удаленный компьютер. Также результаты измерений сохраняет в собственной энергонезависимой памяти, которую можно извлечь при помощи USB-радиосчитывателя, подключенного к персональному компьютеру. Измерительная головка предусматривает пломбирование при установке на фланец крепления к емкости для исключения несанкционированного доступа. Датчик не требует технического обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Интерфейс контроля уровня топлива объединен с интерфейсом спутникового мониторинга за транспортными средствами. Единая система мониторинга позволяет следить за движением топливозаправочной техники в режиме реального времени, восстанавливать координаты местонахождения и значения уровня топлива в заданном промежутке времени. Это позволяет соотносить события, связанные с движением топлива, со временем, координатами местонахождения и состоянием транспортного средства. В случае с контролем топлива в емкости топливозаправщика единая система мониторинга позволяет сравнивать координаты автомобиля-топливозаправщика и заправляемой техники в момент заправки.

Опытная эксплуатация автомобилей-топливозаправщиков, оснащенных датчиками уровня топлива, показала принципиальную работоспособность системы контроля заливок в полевых условиях при больших объемах заправляемого топлива (1000 литров и более). При меньших объемах заливок сказывается непостоянство уровня топлива в емкости автомобиля-топливозаправщика при движении. В настоящее время ведутся работы по разработке мер, позволяющих контролировать уровень топлива вне зависимости от угла наклона емкости.

Выводы работы:

Установка датчиков уровня топлива, подключенных к системе спутникового мониторинга, в емкость топливозаправочной техники позволяет:

- контролировать уровень топлива в емкости в режиме реального времени;
- сверять изменение уровня топлива с количеством выданного топлива в раздаточной ведомости;
- сверять координаты автомобиля-топливозаправщика и заправляемой техники в момент заправки.

Применение методов бережливого производства при комплектовании дежурных автомашин электроцехов ЕГЕРЬ-2 и УАЗ материалами и инструментами

Д.Н. Алаев, В.В. Горбунов, А.А. Садовников (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Бережливое производство в нашей компании ориентировано на борьбу с потерями всех видов и во всех сферах деятельности организации. Речь идет не просто об изменении господствующего стиля в организации производства - но о новом стиле мышления, как среди управляющего персонала, так и среди рабочих слоев организации. Среди особенностей такого стиля мышления выделяются:

- командная работа;

- прозрачность в выявлении и решении проблем;
- эффективное использование ресурсов в исключении потерь;
- непрерывное совершенствование.

В эпоху Бережливого производства главной целью в нашей организации стало удовлетворение интересов потребителя. То есть каждое подразделение понимает, что его действия оцениваются, в конечном счете, не мастером, не начальником цеха или директором, а потребителем.

Для оценки эффективности деятельности и ее повышения все действия персонала мы делим на три вида:

Действия создающие ценность;

Действия, не создающие ценность, но неизбежные, например, из-за технологических причин;

Действия, не создающие ценность, которые можно немедленно исключить из процесса, например, далеко и неудобно расположенные инструменты, детали.

Исходя из данной оценки, каждая из бригад была обеспечена отдельными инструментальными шкафами. При распределении рабочих зон нами применены методы Бережливого производства такие как - хранение инструментов и материалов в специальных инструментальных шкафах, помеченных цветом мест хранения материалов, корзин и ящиков. Организованы рабочие места с использованием визуальных подсказок.

Внедрение инструментальных ящиков в закрепленный за бригадами транспорт – новое решение для персонала нашей организации, которое позволило сократить непроизводительные потери времени на поиск материала (инструмента), исключить ненужные перемещения работников и ожидание при подготовке к выезду.

Идея внедрения инструментальных ящиков на транспорте возникла на совещании с начальниками электроэнергетических цехов при обсуждении способов снижения времени на ликвидацию аварий.

Реализация проекта разделилась на ряд этапов: проведение совещаний; сбор первичных чертежей и схем расположения; комплектование инструментальных ящиков; изготовление пробных партий и бригадное комплектование.

Определены основные параметры нововведения: инструментальные ящики располагаются в багажном отсеке транспорта, оснащаются удобными выдвижными полками и дверцами, что исключает падение инструмента и неудобства при транспортировке. Применены средства визуализации – на каждом отсеке перечень того, что там находится.

Расчет экономии при внедрении инструментальных ящиков

При использовании инструментальных ящиков среднее время простоя скважины при аварийном отключении сократится на 20 мин.

$201 \times 20 = 4\,020$ мин. (время, сэкономленное за счет внедрения инструментальных ящиков за год)

$4\,020 \times 916,1 / 19\,899 = 185$ т. (экономия от уменьшения простоя скважины в тоннах нефти за год)

$185 \times (14\,892 - 4\,372) = 1\,946,2$ т.р. (прибыль от реализации сэкономленной нефти за год)

$1\,946,2 \times 0,8 = 1\,556,9$ т.р. (дополнительная чистая прибыль заказчика от снижения недоборов нефти за год)

На транспорте участка ТО ВЛ и КТП уменьшилось время подготовки бригады к выезду с 27 до 16 минут. Кроме того, рационально организованный грузовой отсек поддерживает порядок при выполнении работ. Использование инструментальных ящиков в бригадах снизило среднее время простоя скважин при аварийном отключении на 11 минут, а это оперативность и скорость ввода в работу оборудования.

Увеличение срока службы кузова автомобиля за счет мероприятий по коррозионной защите

Р.Ф. Ганиев, Р.Р. Бикчурин, Л.Н. Ильясова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Коррозия самопроизвольное разрушение металлов в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. В общем случае это разрушение материала, Причиной коррозии служит термодинамическая неустойчивость конструкционных материалов к воздействию веществ, находящихся в контактирующей с ними среде.

Основными местами подвергающиеся коррозии являются:

- внутренние части передних и задних крыльев;
- передние и задние пороги;
- пол в салоне под ногами водителя и пассажиров;
- внутренняя поверхность крышки багажника и капота двигателя;
- задние стенки багажного отделения автомобилей с кузовом типа;
- потолок салона, внутренние поверхности дверей.

Процесс коррозии железа осуществляется, если дополнительно имеются, по крайней мере, еще две составляющие электролит, с которым граничит железо, и другой проводник, также граничащий с электролитом. Электролитом в обычных условиях является дождевая

вода атмосферная влага снег, дорожная грязь. Вторым, по отношению к кузову автомобиля проводником чаще всего является поверхность земли, атмосфера, какой либо другой внешний проводник, расположенный вблизи автомобиля. Два проводника (которые в данном случае называются электродами) погруженные в электролит образуют так называемый гальванический элемент.

Основное свойство гальванического элемента состоит в том, что если электроды выполнены из различных металлов, то такой элемент является источником напряжения. При этом положительный, электрод называется анодом отрицательный – катодом.

Катодная защита – это защита, направленная на снижение интенсивности самого процесса коррозии путем изменения потенциала корпуса. В обычных условиях корпус автомобиля является анодом и поэтому корродирует. Если же изменить потенциал корпуса относительно внешней среды либо с помощью внешнего источника напряжения либо приведя в контакт с более активным металлом, то сам корпус автомобиля станет катодом и корродировать вообще не будет, а разрушаться станет анод.

В соответствии со способом изменения потенциала защищаемого металла различают протекторную и электрохимическую защиту.

Суть протекторной защиты состоит в использовании в качестве второго проводника более активный металл по сравнению с кузовным металлом. Для реализации данной защиты необходимо прежде всего, иметь несколько пластин протектора — цинка или сплава магния. Площадь каждой пластины должна составлять несколько десятков квадратных сантиметров, толщина - не менее 0,5 мм. Затем очистить от грязи и краски те места кузова автомобиля, которые наиболее уязвимы для коррозии. На выбранные места необходимо напаять или наклеить с помощью тонкого слоя токопроводящего клея пластины протектора. На этом все работы по установке протекторной защиты закончены.

В процессе эксплуатации необходимо только регулярно проверять состояние протектора.

Если на эту конструкцию будет воздействовать влага, то в соответствии с химической реакцией электроны протектора будут переходить в защищаемый металл. Таким образом, обеспечивается катодная защита корпуса автомобиля до тех пор, пока протектор полностью не разрушится вследствие коррозии.

Необходимо отметить, что протекторная защита находит широкое применение для защиты. Легковые автомобили, как это было показано ранее, эксплуатируются в существенно иных условиях. Поэтому протекторная защита носит в этом случае локальный характер и защищает только те места, которые находятся в непосредственной

близости к протектору. Более эффективным методом, с этой точки зрения, является метод электрохимической защиты.

Предлагаемое устройство превращает корпус автомобиля в катод, который в процессе эксплуатации будет восстанавливаться за счет окисления анодов. Конструкция устройства — произвольная.

Все устройство необходимо поместить в какую-либо изоляционную коробочку или залить эпоксидной смолой. Устройство удобно разместить в моторном отсеке автомобиля вблизи аккумулятора.

Капитальный ремонт кузова автомобиля при обычных условиях производится 1 раз в 5 лет и составляет 27 000 рублей. При внедрении оборудования на одну единицу техники увеличивает срок службы автомобиля до 10 лет и составляет 4 000 рублей.

Противокоррозийное устройство позволяет сохранить кузов автомобиля, увеличить его срок службы и снизить эксплуатационные затраты.

Повышению эффективности применения свайных фундаментов СК

Т.И. Яхин (УК ООО «ТМС групп»)

В настоящее время более 2/3 эксплуатируемых скважин оборудованы приводами по типу СК. Более чем за 100 летнюю историю механизм СК значительно не изменился, но в силу заложенного в них принципа действия и необходимости уравнивания, СК обладают высокой металлоемкостью — в среднем 15-25 т - и поэтому требуют установки на фундамент.

Начиная с июня 2014 года начались работы по внедрению свайных фундаментов на объектах ПАО "Татнефть". Первая конструкция свайного фундамента, используемого в то время имела вид согласно фотографиям, представленным на слайде. Ее основным недостатком являлась невозможность проведения замены типоразмера СК без замены самого фундамента. Было разработано две конструкции отдельно для СК-6 и СК-8.

Основными опорными и крепежными элементами фундамента являлись швеллера, расположенные поперек продольной оси СК строго под определенными элементами, что вызывало дополнительные сложности при монтаже фундамента. Например, при смещении предпоследней опоры возникали случаи, когда шпилька крепления попадала под редуктор СК и приходилось на месте дорабатывать этот узел крепления.

В настоящее время в связи с поздней стадией разработки месторождений и как следствие значительным развитием технологии воздействия на продуктивные пласты все чаще возникает необходимость замены верхнего привода штангового насоса, т.е. типоразмера СК. В таком случае для замены СК установленного на свайном фундаменте (1-ой конструкции) потребуются значительные затраты, вкл.: Демонтаж старого фундамента, Подготовки основания, Монтаж нового фундамента. Все это будет производиться с привлечением большого кол-ва спецтехники и человеческих ресурсов.

Для решения обозначенной задачи, создание универсального фундамента – на совместном совещании с сотрудниками "МехСервис-НПО" было определено направление по решению поставленной задачи, был проведен анализ используемых типоразмеров СК.

И из всего многообразия были определены основные группы СК по монтажным размерам. Во-первых, это расстояние от устья скважины до центра пирамиды (плечо балансира), 2-е это ширина основания СК. Была определена конструкция фундамента с параллельным расположением опорных швеллеров. Для обеспечения взаимозаменяемости

СК швеллер был подобран исходя из максимально возможной нагрузки в центре пролета между ближайшими сваями, т.е. при наихудшем положении СК на фундаменте с точки зрения возможности прогиба швеллера. Параллельные швеллера вдоль оси основания СК также облегчают монтаж винтовых свай фундамента с точки зрения соблюдения геометрической точности. Т.к. элементы крепления (стяжки) возможно свободно перемещать вдоль швеллера, тем самым компенсировать неточности монтажа свай. В общем виде эскиз универсального фундамента представлен на слайде.

На рис.1 схематично представлено расположение СК разных типоразмеров на одном свайном фундаменте.

При монтаже СК-6



При монтаже СК-8



Рисунок 1. Универсальный свайный фундамент.

В результате проделанной работы была сконструирована принципиальная схема универсального фундамента и подобраны основные конструктивные элементы с учетом прочностных расчетов и экономической рентабельности. На предложенную модель универсального фундамента оформлено рацпредложение за номером 0569.

С ноября 2014 года было запущено серийное производство универсальных свайных фундаментов. Такие фундаменты уже установлены на 37 скважинах.

Экономическая эффективность применения универсального фундамента складывается из следующих показателей:

1. Упрощение конструкции и как следствие снижение стоимости
2. Снижения времени на монтаж фундамента
3. Повышение эффективности применения за счет возможности замены типоразмера СК
4. Снижение времени простоя скважины по причине замены типоразмера СК.

Экономический эффект на данный момент составляет 801 тыс.руб.

За год использования составит более 2,5 млн.руб.

Online учет и мониторинг затрат капитального строительства с использованием подсистем SAP

Д.З. Хаертдинова (НГДУ «Альметьевнефть»)

В настоящее время детальное планирование и учет затрат капитального строительства ведется не автоматизировано, данные хранятся в различных информационных системах. Не существует единой информационной базы для хранения, анализа информации по проектам капитального строительства, что снижает оперативность принятия управленческих решений в рамках строительства объектов.

Для решения этой проблемы необходимо обеспечить связь между следующими действующими подсистемами SAP:

- RPM - в части согласования инвестиционных проектов;
- TNS200- в части внесения сумм договоров и заявок на платеж;
- STN100 - в части учета затрат в разрезе видов работ;
- SAP BW – в части формирования отчетных форм УКС.

В рамках проекта силами ЗАО «Энерджи Консалтинг/Татнефть» уже выполнены некоторые настройки, разработаны программы в системе SAP, часть которых еще нуждается в доработке. Модернизации позволят производить:

- Планирование затрат на оборудование с использованием сетевых графиках. Будет реализована интеграция с проектом «Электронный магазин» по передаче оборудования из заявки электронного магазина в компоненты оборудования проектов капитального строительства;
- детальное планирование затрат в базовых и договорных ценах в разрезе услуг (строительно-монтажных, прочих и др. работ) с автоматическим созданием заказа на поставку в системе TNS200;
- передачу информации о стоимости проекта капитального строительства в базовых и договорных ценах в разрезе услуг (строительно-монтажных, прочих и др. работ) в систему SAP RPM;
- контроль сроков сдачи объектов (подобъектов) в эксплуатацию, контроль сроков поставки оборудования и выполнения строительно-монтажных работ на сетевых графиках в системе TNS200 (диаграмма Ганта);
- формирование отчетной формы «Ведомость ввода в эксплуатацию объекта_____» в системе TNS200;
- формирование отчета для анализа и контроля выполнения сроков и затрат по проекту капитального строительства.

При анализе результатов ФРД специалистов и распределении их по критериям производительности, были получены следующие данные: 41% производительного времени, 20% условно производительного времени, 25% условно непроизводительного времени и 11 % непроизводительного времени. Сокращение условно непроизводительного времени позволяет увеличить количество производительного времени для контроля строительства объектов кураторами. Предлагаем расширить SAP TNS200 объединением двух подсистем: STN100 и TNS200. Расширение будет состоять из 2-х блоков:

I. Детальное планирование затрат;

II. Бухгалтерский учет затрат.

I блок подразумевает расширение СПП-элементов до уровня сетевых графиков, именно на этом уровне есть возможность контроля затрат, сроков строительства объектов и поставки оборудования, физ.объемов. Во II блоке отражаются фактические затраты (календарный график строительства объектов и стоимость выполненных работ). Диаграмма Ганта иллюстрирует план, график работ по какому-либо проекту.

Использование системы планирования на сетевых графиках позволит наглядно представить и оценить организацию работ по капитальному строительству, осуществить более обоснованное, детальное планирование и оперативное управление ресурсами предприятия.

Таким образом, оптимизация SAP имеет множество преимуществ:

- при выборе услуг автоматически создается заказ на поставку;
- есть возможность хранения документов в SAP;
- увеличение производительного времени – конъюнктурный обзор строительства;
- детальное планирование объектов строительства;
- контроль за поставкой оборудования;
- гибкая система замещения специалистов;
- точность и доступность информации в любой момент времени;
- автоматическое формирование отчетов.

Установка жироловителей собственной конструкции при капитальном ремонте канализационной системы столовой №3

А.В. Сандырёв (НГДУ «Джалильнефть»)

В столовой №3, расположенной на Джалильской промбазе НГДУ «Джалильнефть», в результате засоров в канализационных магистралях происходили постоянные сбои в работе наружной канализации. Причиной этому были жиросодержащие стоки (рис.1).



Рис.1. Жиросодержащие стоки в канализационной магистрали

Жиры, которые почти не растворяются в воде, попадают в канализацию вместе со сточными водами и скапливаются в трубах, что рано или поздно приводит к засорению. Следствием этого был неприятный запах из переполненных колодцев и нарушение санитарно-гигиенических норм. А это прямая опасность для здоровья посетителей столовой, не говоря о высоких штрафах.

Предотвратить подобные ситуации помогают жиरोуловители.

В рамках капитального ремонта столовой было решено заменить участок канализационной магистрали с приемными колодцами. Для решения проблемы с жиросодержащими стоками мы предложили установить два жиरोуловителя. К сожалению, стоимость заводских образцов была слишком высока - от 130 тыс. руб. за один комплект, в связи с чем была разработана собственная конструкция жироуловителя (рис.2), стоимость которой укладывалась в рамки выделенного лимита на замену инженерных сетей.

На данный момент жироуловители проработали около 9 месяцев. По отзывам обслуживающего персонала, случаи с засорами отсутствуют, следовательно, можно сделать вывод, что жироуловители полностью справляются с поставленными перед ними задачами.

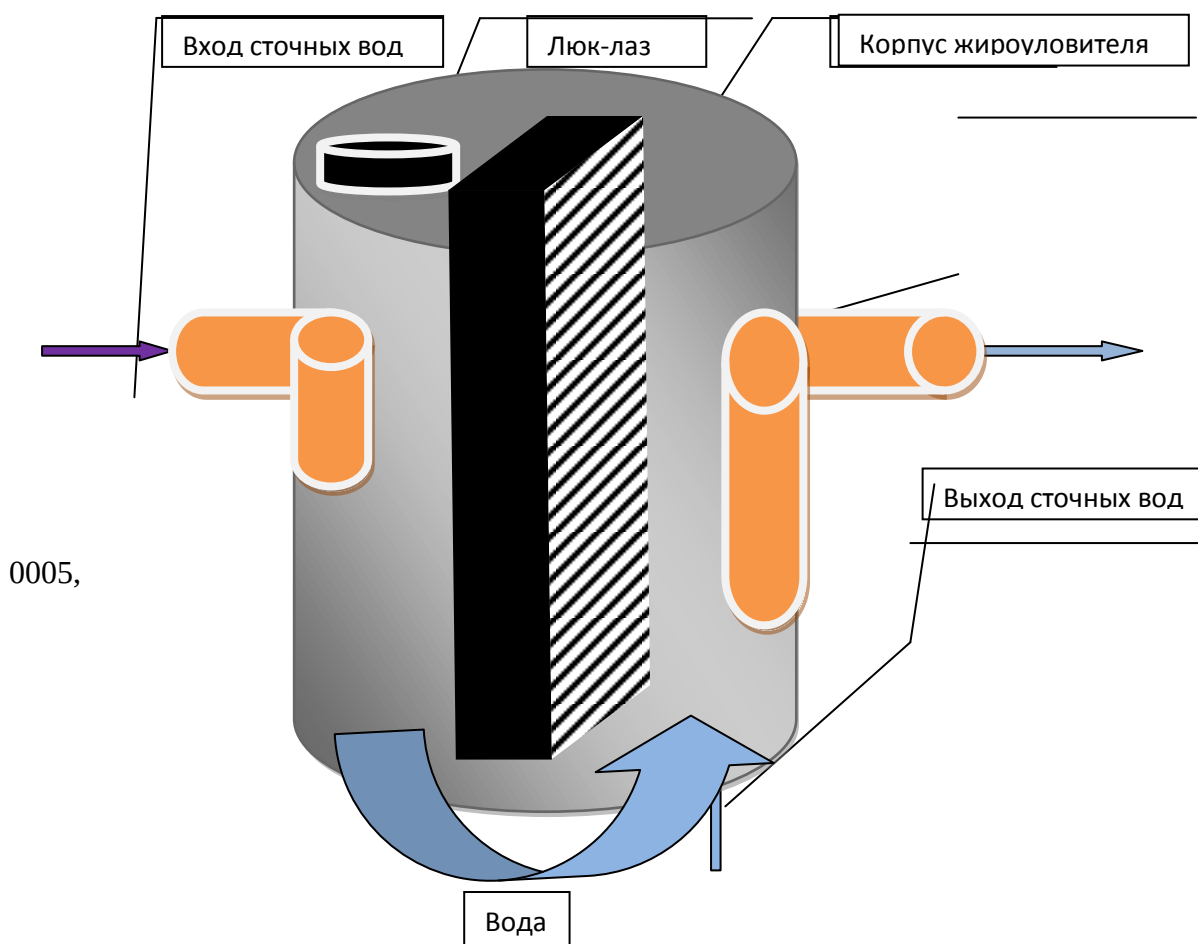


Рис.2. Принципиальная схема жироседелителя

Установка жироседелителей в канализационную систему столовой №3 позволила:

- устранить проблему со сбоями в работе наружной канализации в результате засоров вызванных жиродержащими стоками;
- обеспечить соблюдение санитарно-гигиенических норм предъявляемых к канализационным стокам;
- сократить затраты на промывку канализационных магистралей и колодцев оборудованием для гидродинамической промывки.

Надежный фундамент СК – путь к безотказной и безаварийной работе оборудования

А.Е. Барова (НГДУ «Елховнефть»)

Основой любого здания, в том числе и станка-качалки (СК) в первую очередь является фундамент. Чем качественнее и надёжнее фундамент, тем дольше будет эксплуатироваться наземное оборудование. СК обычно устанавливают на железобетонные плиты. Такой фундамент имеет массу недостатков. В периоды весеннего таяния при весе оборудования в 10-15 тонн фундамент становится подвижным. Кроме этого в зимний

период из-за вспучивания грунта происходит подвижка фундамента СК относительно устья скважины.

По статистике в НГДУ 26,5 % простоев возникает по причине нарушения центровки станков-качалок из-за усадки фундамента. За пять месяцев 2015 года недоборы нефти, связанные с перемонтажом СК, составили 195 тонн. Так же по данным УК ООО «ТМС групп» в 2014 году в «ТН» произошло три аварии по причине падения СК.

В связи с этим целью моей работы является: строительство качественных фундаментов для безаварийной работы приводов ШГН.

Для решения поставленной цели были изучены, применяемые виды фундаментов:

- железобетонный сборный фундамент;
- винтовой и бурозабивной свайный фундамент.

Установка железобетонных сборных фундаментов заключается в расчистке площадки под СК и отсыпке щебеночной подушки. При эксплуатации местная усадка щебеночной подушки из-за недостаточного уплотнения приводит к крену станка-качалки и к затратам на перемонтаж, такие недостатки часто проявляются весной при оттаивании зимних отсыпок и усадке мерзлого щебня.

Установка винтовых свай производится при помощи гидравлических механизмов различных строительных машин. Свая погружается в грунт наподобие шурупа. С целью лучшего сопротивления винтовых свай изгибающим нагрузкам, ствол винтовой сваи необходимо армировать и бетонировать. Основное правило при монтаже винтовых свай гласит - закручивать сваю нужно до "отказа". Только мощный слой грунта под сваей обеспечивает ее несущую способность! Просто закрутить сваю на 1,5 метра недостаточно. Это снижает несущую способность в разы! При эксплуатации построенных конструкций на "недокрученных" винтовых сваях может привести к очень серьёзным проблемам, которые решить порой затруднительно или вовсе невозможно.

Основной недостаток винтовых свай заключается в том, что они не вкручиваются в сланцевые, галечные и плитняковые породы.

Установка бурозабивных свай выполняется в два этапа. На первом этапе шнековым буровым инструментом производится разбуривание направляющей до требуемой глубины. На втором этапе сваи забивают на проектную глубину. В ходе погружения грунт уплотняется и в результате этого свая работает не только на упор, но и на обжатие.

Преимуществами бурозабивных в сравнении с винтовыми сваями является возможность их применения в условиях сланцевых, галечных, плитняковых грунтов. Также значительно облегчается достижение вертикальности свай в первоначальный

момент забивания. Данный вид свайных фундаментов нашел широкое применение в Башнефти.

Сравнительные характеристики применяемых видов фундаментов:

	Железобетонный сборный	Винтовой фундамент	Бурозабивной фундамент
Срок службы фундамента	20-30 лет	60-70 лет	60-70 лет
Время монтажа фундамента	24-26 часов	16-18 часов	18-20 часов
Типы грунта	На все кроме болотистых	Суглинки, глина, песок, супесь	Сланцевые, галечные, плитняковые
Нарушение центровки	1 раз в полугодие силами ТМС	При необходимости выполняется оператором ДНГ	
Монтаж в зимнее время	Не желателен	Без ограничений	
Усадка фундамента	Усадка в весенне-осенний период	Отсутствует	

По результатам анализа наиболее перспективным направлением является применение свайных фундаментов. При этом для эффективного их применения необходимо учитывать инженерно-геологические залегания грунтов по каждой скважине. Поэтому предлагаю разработать «Методику выбора фундамента под станок-качалку», которая будет включать в себя следующие этапы:

1. Изучение структуры грунта.
2. Выбор типа свайного фундамента.
3. Разработка детального плана площадки.

Показатели экономической эффективности от применения свайных фундаментов следующие: экономия капитальных вложений 56 тыс. руб.; ЧДД за 20 лет составит 137 тыс. рублей и срок окупаемости менее 1 года. Расчет произведен на монтаж одного СК.

Внедрение свайных фундаментов принесет следующие положительные результаты:

1. Снижение затрат, связанных с усадкой и последующей центровкой и ремонтом станка-качалки.
2. Внедрение «Методики выбора фундамента под станок-качалку» позволит исключить некачественный монтаж свайного фундамента.
3. Увеличение срока службы фундаментов в 3 раза.

Реконструкция Кичуйской химико-аналитической лаборатории

Д.М. Ибрагимова, А.Е. Барова (НГДУ «Елховнефть»)

В нашем НГДУ в Кичуйской УПВСН существует лаборатория, деятельность которой направлена на осуществление контроля за состоянием разработки нефтяных площадей путем проведения физико-химических исследований добываемой продукции

скважин, сточной воды системы ППД, сырой и товарной нефти, а также контроля состояния окружающей среды на территории деятельности НГДУ.

В 2014 году фонд скважин составил 4224. С каждой скважины отбирается по 4 проб в месяц. Количество отобранных анализов в 2014 году составило 92174 пробы. Контроль за качеством сырой и товарной нефти - 52636 пробы.

В связи с выходом постановления №451 РФ Медведева от 16 мая 2014 об увеличении отбора проб с каждой скважины встал вопрос о расширении площади лаборатории. Так как, в соответствии с пунктом 18 настоящих правил, необходимо производить отбор проб не реже пяти раз в месяц.

С увеличением количества отбора проб, площадь существующей лаборатории недостаточна.

Первоначально нами было принято решение о строительстве новой лаборатории, составив сводный сметный расчет на строительство нового здания сумма затрат составила 12 361 000 рублей.

Вторым решением стало то, что на территории УПВСН есть здание караульных помещений с гаражами. К существующему зданию все инженерные коммуникации проведены. Для перепланировки существующего здания необходимо всего лишь 6 580 000 рублей.

Нами было принято решение о перепланировке данного помещения под химико-аналитическую лабораторию.

Годовой экономический эффект от реконструкции на первый год составляет 53 444,5 рублей. На второй и последующие годы экономический эффект составит 235 444,5 рублей.

Отчеты о результатах аналитического исследования регистрируются в журналах лабораторного контроля. Это позволяет сопоставить полученную информацию и получить общую картину о динамике попадания загрязняющих веществ в ту или иную среду.

Канализационная система старого здания представляла собой обычный колодец из бетонных колец, через стыки которых отходы лабораторных исследований попадали непосредственно в грунт, загрязняя тем самым окружающую среду.

Проведенная нами перепланировка зданий гаража под лабораторию позволила рекомендовать следующие основные направления по оптимизации затрат на капитальный ремонт:

1. Сокращение объемов инвестиций на капитальное строительство;
2. Использование невостребованных помещений на территории УПВСН;
3. Достижение наиболее высокой экономической эффективности.

Такой подход к формированию плана капитального ремонта, на наш взгляд, позволит сократить объемы капитальных вложений за счет исключения строительства нового здания.

Теплоизоляция трубопроводов и емкостного оборудования из вспененного каучука K-FLEX

А.М. Минхаиров (НГДУ «Нурлатнефть»)

Главные требования предъявляемые к конструкциям и материалам для теплоизоляции трубопроводов и емкостного оборудования является низкая теплопроводность, долгий срок эксплуатации, эстетичный внешний вид и низкая стоимость.

В настоящее время на объектах НГДУ «Нурлатнефть» наиболее распространены следующие теплоизоляционные конструкции:

1. теплоизоляция трубопроводов из минераловатных мат толщиной 60мм с защитным покрытием из оцинкованной стали толщиной 0,55 мм;
2. теплоизоляция емкостного оборудования из минераловатных плит толщиной 100 мм с защитным покрытием из оцинкованной стали толщиной 0,8мм.

В ходе изучения эксплуатационных характеристик теплоизоляционных конструкций из минеральной ваты и оцинкованной стали были выявлены следующие недостатки:

1. коррозия оцинкованной стали;
2. подверженность деформациям;
3. требует эксплуатационных затрат на поддержание надлежащего эстетического состояния;
4. большие трудозатраты при выполнении монтажных работ;
5. невозможность повторного использования материала в случае демонтажа трубопровода или емкости;
6. ухудшение теплопроводимости минеральной ваты в процессе эксплуатации.

В качестве альтернативы существующим теплоизоляционным конструкциям мною были рассмотрены теплоизоляционные материалы из вспененного каучука K-FLEX. В процессе изучения и анализа выявилось множество достоинств данного материала.

Теплоизоляционные материалы K-FLEX производятся в следующих исполнениях:

1. для труб диаметром до 159мм включительно в форме полых трубок длиной 2 м;
2. для труб диаметром от 159мм, емкостей и оборудования в форме рулона шириной 1 м и длиной от 4 до 20м;

3. для нанесения на емкости большого диаметра и плоских поверхностей в форме пластин шириной 1 м и длиной 2 м.

Для защиты теплоизоляционного слоя от атмосферных осадков, ультрафиолетного излучения и механической защиты используется комбинированное покрытие K-FLEX PREMIUM, состоящее из трех слоев: основа из полипропилена, придающая гибкость и прочность покрытию; алюминиевая фольга, отражающая ультрафиолетное излучение; прозрачное полимерное покрытие сверху для защиты от химических и механических воздействий.

Материал K-FLEX PREMIUM производится в двух исполнениях: в системе – готовые изделия, состоящие из теплоизолирующих трубок (рулонов) с предварительно нанесенным покрытием; в рулоне – покровной слой, предназначенный для нанесения на теплоизоляционное изделие непосредственно при монтаже.

Технология теплоизоляции материалами K-FLEX одинакова как для трубопроводов, так и для емкостного оборудования. Работы выполняются в следующей последовательности:

1. зачистка теплоизолируемой поверхности от грязи и ржавчины;
2. монтаж теплоизолирующего покрытия на поверхности. Фиксация производится путем проклейки с помощью специального клея K-FLEX. Расход клея составляет 0,3 л/м²;
3. монтаж и фиксация защитного покрытия K-FLEX PREMIUM. Фиксация производится путем проклейки края шва, место стыка дополнительно защищается с помощью самоклеющейся ленты K-FLEX.

Теплоизоляционные материалы K-FLEX имеют следующие достоинства:

1. высокие эксплуатационные качества и большой срок службы (до 25 лет);
2. низкая теплопроводность;
3. низкие трудозатраты при монтажных работах. Для выполнения монтажа достаточно использование канцелярского ножа;
4. широкий диапазон температур (от -200 до +105*С);
5. химическая стойкость нефтепродуктам;
6. возможность повторного применения;
7. удобство санитарной обработки поверхности.

Экономический эффект от использования теплоизоляционных материалов K-FLEX достигается за счет долгого срока эксплуатации и исключения эксплуатационных затрат. На примере теплоизоляции 23-х емкостей объемом 200 м³, эксплуатируемых на объектах подготовки и переработки, среднегодовой экономический эффект составит 3 976 тысяч

рублей. Чистый дисконтированный доход составит 9 177 тысяч рублей. Срок окупаемости 1 год.

Сокращение затрат и повышение эффективности канализационной системы на объектах НГДУ «Ямашнефть»

К.Ю. Коськов, И.В. Баров (НГДУ «Ямашнефть»)

Без воды земля не знала бы жизни в том виде, в каком она сегодня существует. Основная доля потребления воды человечеством (около 81% по РФ) приходится на хозяйственно-бытовые нужды, соответственно оно и является основным источником загрязнения вод мирового океана. В связи с этим очистка хозяйственно-бытовых сточных вод является одной из проблем, связанных со здоровьем, а зачастую и жизнью земных обитателей.

При эксплуатации объекта, на котором есть сброс хозяйственно бытовых отходов, должны соблюдаться условия по их утилизации. Проектирование канализационных выпусков и наружных самотечных трубопроводов следует осуществлять в соответствии со СНиП 2.04.01-85* («Внутренний водопровод и канализация зданий») и СНиП 2.04.03-85 («Канализация, наружные сети и сооружения»).

На сегодняшний день в НГДУ существует проблема по утилизации стоков с АБК ЦДНГ-2 и 5, так как нет очистных сооружений. Суточный выход сточной воды составляет 20 м^3 в сутки. Канализационная система состоит в следующем, стоки с административного здания попадают в емкость 100 м^3 . КАМАЗами сточная вода вывозится 3-5 раз в неделю в очистные сооружения в с.Д.Ямаши (расстояние от города 60км, расстояние между пунктами налива и слива сточных вод 25км), что довольно затратный процесс.

Мною было предложено установить на территории АБК ЦДНГ-2 и 5 компактные не дорогие и простые в эксплуатации очистные сооружения. Я провел анализ предъявляемых требований к подобным сооружениям и изучил рынок таких установок. Выбор выпал на станцию глубокой биологической очистки «АСТРА-200 логин». Производительность данных очистных сооружений 40 м^3 в сутки, что вполне обеспечивает утилизацию стоков с объекта АБК ЦДНГ-2 и 5.

Станция «АСТРА» - представляет собой полипропиленовый моноблок подземного исполнения с толщиной стенки от 15 мм, дна 80мм. Внутри станции разделены перегородками на 4 камеры.

При выборе очистных сооружений «АСТРА» было проведено сравнение с аналогами на Российском рынке, так по характеристикам, простоте в эксплуатации и качеству

очистных сооружений можно сравнить с установкой фирмы ООО «НБК». Но стоимость очистных сооружений фирмы ООО «НБК» на 500тыс.рублей дороже и гарантия дается на 2 года, так как на станцию «АСТРА» фирмы ООО ТД «Экострой» на 5 лет.

Очистные сооружения «АСТРА-200 логин» имеет целый ряд достоинств. Это надежная, удобная и неприхотливая в эксплуатации система, с обслуживанием которой справится любой. Система устойчива к перепадам и временному отсутствию электроэнергии, нет неприятных запахов, ни шума насосного оборудования. Основные преимущества канализационных очистных сооружений «АСТРА-200 логин»:

- Высокая эффективность и стабильность качества очистки;
- Простота в эксплуатации и значительное сокращение эксплуатационных затрат;
- Работа насосного оборудования, дозировки реагентов, системы обеззараживания очищенных сточных вод автоматизирована;
- Изготовление емкостного оборудования в заводских условиях обеспечивает его высокое качество;
- Комплектно-блочный монтаж очистных сооружений значительно сокращает сроки строительства;
- Эстетический внешний вид;
- Очистные сооружения данной компании зарекомендовали себя и проверены временем.

Система очистного сооружения ЦДНГ-1и3 после 10 лет эксплуатации пришла в состояние требующее капитального ремонта, так как есть отклонения по качеству очистки канализационных вод самой потребности ЦДНГ-1 и привозимых канализационных вод с других цехов. В том случае если предлагаемое решение пройдет успешный испытательный срок на территории ЦДНГ -2 и 5, то очистные сооружения «АСТРА» возможно установить и в с.Д.Ямаши, так как ремонт существующих очистных сооружений будет стоить в четыре раза дороже одной станции очистных сооружений «АСТРА-200 логин».

С учетом вышеизложенных преимуществ, экономический эффект от установки очистных сооружений составит 1 163тыс. рубля/год, со второго года эксплуатации, в течении последующих 10лет.

Защита окружающей среды это глобальная проблема современности, поэтому решая маленькие задачи, мы начинаем делать большие шаги к достижению высокого результата. Очистные сооружения соответствует действующим экологическим нормам, требованиям промышленной безопасности. Данную установку очистных сооружений возможно

применять как на объектах НГДУ «Ямашнефть» так и на всех аналогичных объектах ПАО "Татнефть".

Оптимизация затрат путем принятия оптимального решения на этапе проектирования «Установки подготовки газа» Иргизского месторождения ООО «Татнефть-Самара»

К.Ю.Коськов, Д.И. Алексеев (НГДУ «Ямашнефть»)

На сегодняшний день завершено строительство и произведен ввод объекта УПГ Иргизского месторождения ОАО «Татнефть-Самара» в промышленную эксплуатацию. Данный объект относится к I классу опасности, что предусматривает применения повышенных требований при разработке проектной документации и при строительстве.

Объект УПГ является объектом индивидуальной разработки, содержащий комплекс объёмно – планировочных и конструктивных мероприятий по взрывопожарной безопасности в соответствии с нормативными требованиями.

Одним из объектов находящихся на территории УПГ является здание ХАЛ (химико-аналитическая лаборатория). Ее назначение проведение анализа газа, газопродуктов и нефти (для ННП №8). Объект располагается в зоне повышенной взрывоопасности, соответственно конструкция здания и все ее элементы должна соблюдать все нормы отвечающим пожаро-взрывозащищенности.

Конструкция здания состоит из кирпичных стен толщиной 640мм выдерживающих нагрузку с фронта взрыва 26,к кПа. Здание относится ко II уровню ответственности, степень огнестойкости I, класс конструктивной пожарной опасности – С0.

Наиболее уязвимым и ответственным местом являются оконные проемы. В здании ХАЛ предусмотрено 14 оконных проемов (Ок1, Ок2, Ок3) общей площадью 28,86м².

Для обеспечения пожаро-взрывозащищенности здания ХАЛ проектом разработанным ТатНИПИнефть были предложены жалюзи взрывозащищённые. Внешне жалюзи выглядят как традиционные вертикальные жалюзи, они монтируются внутри оконного проема и обеспечивают автоматический барьер против любого угрожающего внешнего воздействия.

Взрывозащищающие жалюзи выпускаются фирмой Security Blinds International (Великобритания), эксклюзивным авторизованным дистрибьютором в России является фирма ООО «Роникс». Данные жалюзи отвечают требованиям к взрывозащищенности, но в тоже время имеют ряд недостатков: 1. высокая стоимость конструкции; 2. малая светопропускаемость - 70%; 3. не эстетичный вид.

Мною был проведен анализ подобных конструкций, альтернативы в России подобных жалюзи нет. Как вариант рассматривалась пленка фирмы «ВСТ-Спецтехника» г. Москва торговой марки ARM (производство компании «Hanita Coatings, Израиль»). При использовании данной пленки конструкция не отвечает всем требованиям предъявляемым к взрывозащищенным окнам, так как пленка относится к ударостойким и пулестойким и при взрыве не обеспечивает полную защиту от осколков стекла и выхода взрывной волны.

В ходе дальнейшей проработки вопроса был найден еще один наиболее оптимальный вариант защиты от взрыва здания ХАЛ использование бронированных стекол фирмы ООО «РосСервис» (стекло многослойное взрывозащищенное (взрывостойкое)). Многослойное взрывостойкое стекло - стекло, обладающее свойствами снижения воздействия ударной волны взрыва и предохранения от поражения осколками стекла. Для крепления стекла мною была предложена следующая конструкция защитного экрана состоящая из швеллера 12го который крепится к стене болтами, на швеллер привариваются уголки с закладными деталями к которым в дальнейшем приваривается конструкция стекла обрамленного уголками.

Конструкция бронированного стекла обладает рядом защитных функций: 1. безопасность при эксплуатации; 2. ударостойкость; 3. пулестойкость; 4. взрывостойкость; 5. огнестойкость.

Данный вариант имеет ряд преимуществ:

- отвечает всем требованиям по качеству (ГОСТ 54171-210);
- отвечает требованиям взрывозащищенности, выдерживает давление от воздушной ударной волны до 26,4 кПа (ГОСТ В25801-83 и ГОСТ 54171-2010).
- оптимизирует стоимость строительства;
- эстетически целесообразно;
- высокая светопропускаемость 92%.

Экономический эффект от использования бронированного стекла взамен бронированных жалюзи составляет 2 401,5 тыс. рублей.

Бронированные стекла это новая технология оптимизирующая затраты и отвечающая всем нормативным требованиям. Данный вариант успешно прошел экспертизу и реализован на объекте УПГ Иргизского месторождения ООО «Татнефть-Самара». Бронированные стекла возможно применять при разработке подобных проектов, например на заводе «ТАНЕКО» или наиболее актуальным на данный момент является разработка СВН, где есть здания при строительстве которых предъявляются требования по защите оконных проемов от взрыва.

Применение метода магнитной памяти металла для повышения качества и достоверности контроля сварных швов

М.В. Ефимов (ООО «Лениногорскнефтьстрой»)

Известно, что основными источниками развития повреждений трубопроводов и оборудования являются зоны концентрации напряжений (ЗКН) от рабочих нагрузок. Отсюда следует, что критерием надежности трубопроводов в эксплуатации является их напряженно-деформированное состояние. Для своевременного выявления участков труб и оборудования, предрасположенных к повреждениям, необходимы методы технической диагностики, имеющие корреляцию с механическими напряжениями.

На сегодня не существует ни одного традиционного метода и прибора неразрушающего контроля (НК) для оперативного контроля качества металла трубопроводов различного назначения, позволяющего без специальной подготовки поверхности и без сложной настройки определять неоднородность напряженно-деформированного состояния (НДС) и зон КН (основных источников развития повреждений). Эффективным методом при оценке напряженно-деформированного состояния трубопроводов, который в настоящее время получает все большее распространение на практике, является метод магнитной памяти металла (ММП).

Необратимое изменение намагниченности в направлении действия главных напряжений от рабочих нагрузок, а также остаточную намагниченность сварных соединений, отображающую их структурную и технологическую наследственность, предложено называть магнитной памятью металла, а новый метод контроля, основанный на использовании этой памяти - метод магнитной памяти металла.

Метод магнитной памяти металла - новое направление в технической диагностике (понятие "магнитная память металла" введено автором методики впервые в 1994 г. и до этого времени в технической литературе не применялось) - метод неразрушающего контроля, основанный на анализе распределения **собственного магнитного поля рассеяния** на поверхности изделий с целью определения зон концентрации напряжений, дефектов и неоднородности структуры металла и сварных соединений. Физические основы возникновения **собственного магнитного поля рассеяния** принципиально другие в сравнении с магнитными полями рассеяния (МПР), возникающими на дефектах изделий при их искусственном намагничивании, используемом в известных магнитных методах неразрушающего контроля. На возникающих дефектах сварки образуются узлы закрепления доменных границ с выходом на поверхность сварного шва в виде собственного магнитного поля рассеяния. Таким образом, путем считывания собственного

магнитного поля рассеяния, которые формируются в процессе сварки, нам предоставляется возможность выполнять интегральную оценку фактического состояния сварного шва.

Основные преимущества нового магнитного способа диагностики по сравнению с известными мировыми аналогами следующие:

- применение способа не требует специальных намагничивающих устройств, т.к. используется магнитное поле естественного происхождения
- не требуется какая-либо подготовка контролируемой поверхности (зачистка, шлифовка и т.д.)
- не требуется снятие изоляции, лакокрасочного покрытия и т.д.
- приборы имеют малые габариты

Рассмотрим применение данного метода на примере нефтепровода в котором заложен 10% контроль сварных стыков РГГ методом. Согласно ВСН-012-88 для просветки выбираются стыки наихудшие по ВИКу. На практике мы знаем, что наихудший стык по ВИКу не всегда имеет непроходящие дефекты внутри сварного шва. Так же как и наилучший стык по ВИК не гарантирует отсутствие брака. При удовлетворительном результате всех стыков по ВИК, просветке подвергаются любые стыки на усмотрение дефектоскописта. Обычно берутся первые попавшиеся. К примеру, при сваренных 10 стыках согласно ВСН-012-88 при 10% контроле необходимо просветить 2 стыка. При положительном результате этих двух стыков, не факт, что остальные 8 будут хорошего качества. Применив метод МПМ, мы можем с большей достоверностью выбрать стыки для контроля РГГ с наихудшими показателями. В случае если на всех данных 10 стыках показатели положительные можем перенести заданный процент контроля (10%) на последующий участок трубопровода. Тем самым заданный проектом процент контроля выполняется с большей эффективностью и достоверностью. Это был один из множества примеров применения Метода Магнитной Памяти Металла.

ИКН — это система измерения, регистрации и обработки данных диагностики напряжённо-деформированного состояния оборудования и конструкций с использованием метода магнитной памяти металла. Приборы типа ИКН выпускаются серийно. По принципу работы они являются специализированными многоканальными феррозондовыми магнитометрами.

Капитальный ремонт линии нанесения внутреннего антикоррозионного покрытия Тьюбоскоп-7012

М.И. Зарипов (ООО «ЭнергоТехПроект»)

Текущая ситуация

В настоящее время на многих промышленных предприятиях используется устаревшее технологическое оборудование. В связи с чем, увеличивается риск отказов, возникновения аварийных ситуаций и как результат остановка производства. Линия нанесения внутреннего антикоррозионного покрытия Тьюбоскоп инв. 7012 была смонтирована на Бугульминском механическом заводе (БМЗ) ПАО "Татнефть" в 1997 году. В 2012 году на заводе, специалистами компании Тьюбоскоп, производился плановый технический аудит данной линии. Были выявлены следующие проблемы:

1) Линия нанесения покрытий серьезно пострадала от отсутствия должного технического обслуживания в течение как минимум последних 5 лет.

2) Неисправности, особенно выход из строя систем фильтров, подсоединенных к системе порошкового покрытия, а также серьезное загрязнение всех установок абразивной очистки, приводят к нарушению всех действующих стандартов безопасности (противопожарная защита) и негативному влиянию на здоровье персонала, безопасность производства и окружающую среду.

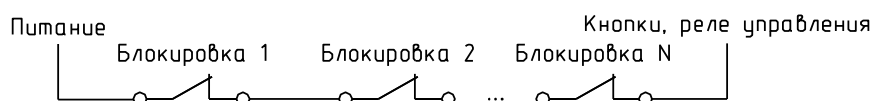
Несмотря на то, что линия имеет серьезный уровень износа и старения можно точно сказать, что линию можно вернуть на эффективный и высокопроизводительный уровень, проведя ее ремонт и модификацию.

По результатам аудита руководством завода было принято решение о необходимости капитального ремонта линии. Данную работу доверили ООО «ЭнергоТехПроект».

Линия Тьюбоскоп-7012 состоит из четырех основных узлов:

- 1) Печь термической очистки;
- 2) Установка абразивной очистки;
- 3) Конвейерная печь;
- 4) Линия порошкового напыления.

Остановимся на каждом узле подробнее. Система электроуправления печей была построена на релейной логике:



Отсюда мы видим, что при возникновении какой-либо блокировки все исполнительные механизмы отключаются.

Специалистами нашей компании было решено использовать ПЛК Siemens S7-1200 и панель оператора для реализации обратной связи. Теперь при возникновении блокировки наладчику будет легче обнаружить причину остановки, так как сообщение об ошибке будет отображаться на панели оператора. Использование панели оператора дополнительно позволяет гибко настраивать различные технологические параметры (время термообработки, температура и т.д.). Вести журнал ошибок.

Специалисты БМЗ столкнулись с проблемой быстрого износа ремней на вентиляторах рециркуляции. Для решения этого вопроса в шкафах управления мы предусмотрели дополнительно устройства плавного пуска.

Общие выводы

Выполнив капитальный ремонт, заказчик получает следующие преимущества:

- 1) Получение достоверной информации о ходе технологического процесса;
- 2) Замена физически и морально устаревших средств автоматизации и систем управления;
- 3) Повышение безопасности производства;
- 4) Уменьшение времени обслуживания (и как следствия времени простоев);
- 5) Выполнение стандартов пожарной безопасности;
- 6) Улучшение эргономичности систем управления;
- 7) Увеличение производительности;
- 8) Гибкость настройки. Легкое изменение технологических параметров.

Результаты внедрения

На данный момент времени запущена и функционирует установка абразивной очистки. Ошибок в работе выявлено не было. Так же произведены строительно-монтажные работы на печи термической очистки. Монтаж проводился при работающем оборудовании. Ожидаются пуско-наладочные работы.

Тепловой насос

М.Р. Рагимов (ООО «УК «Татбурнефть»)

Что из себя представляют тепловые насосы?

Тепловые насосы как отопительные системы представляют собой устройство для перевода низкотемпературной энергии в высокотемпературную энергию и обратно. Они

относятся к области холодильного оборудования, являясь при этом multifunctional приборами.

Принцип действия теплового насоса.

Хладагент под давлением через капиллярное отверстие поступает в испаритель, где за счёт резкого уменьшения давления происходит испарение. При этом хладагент отнимает тепло у внутренних стенок испарителя, а испаритель в свою очередь отбирает тепло у земляного контура, за счёт чего происходит его постоянное охлаждение. Компрессор засасывает из испарителя хладагент, сжимает его, за счёт чего температура хладагента повышается и выталкивает в конденсатор, нагретый в результате сжатия хладагент отдаёт полученное тепло (температура порядка 85-125 градусов Цельсия) в отопительный контур и окончательно переходит в жидкое состояние. Процесс повторяется вновь. При достижении необходимой температуры терморегулятор размыкает электрическую цепь и компрессор останавливается. При понижении температуры в отопительном контуре терморегулятор вновь включает компрессор.

Тепловой насос с использованием пробурённых скважин.

1. При использовании в качестве источника тепла скалистой породы трубопровод опускается в скважину. Не обязательно использовать одну глубокую скважину, можно пробурить несколько не глубоких, более дешёвых скважин, главное получить общую расчетную глубину. Для предварительных расчетов можно использовать следующее соотношение: на 1 метр скважины приходится 50-60 Вт тепловой энергии. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходима скважина глубиной 170-200 метров.

2. Тепловой насос с укладкой земляного контура

При использовании в качестве источника тепла участка земли трубопровод зарывается в землю на глубину промерзания грунта (выбирается для конкретного региона). Ориентировочное значение тепловой мощности, приходящейся на 1 метр трубопровода 20...30 Вт. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходим земляной контур длиной 340-500 метров. Для укладки такого контура потребуется участок земли площадью около 400-600 кв. метров.

3. Тепловой насос с укладкой контура в проточные водоемы.

При использовании в качестве источника тепла воды ближайшего водоема, реки контур укладывается на дно. Этот вариант является идеальным с любой точки зрения: короткий внешний контур, «высокая» температура окружающей среды (температура воды в водоеме зимой всегда положительная), высокий коэффициент преобразования энергии тепловым насосом. Ориентировочное значение тепловой мощности, приходящейся на 1

метр трубопровода 30 Вт. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходимо уложить контур длиной 340 метра.

Преимущество: энергоэффективность, экономичность, безопасность, экологичность, управление на расстоянии, комфорт, не требует никаких согласований, универсальность, длительный срок эксплуатации.

Предлагаю применить в Азнакаевском растворяющем узле.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во		
			Электрическая котельная ЭТК-375БМ	Тепловой насос SDW-30S (Россия, УЗТН)	Тепловой насос WESWEN WWHPC 90 (Германия)
1	Отапливаемая площадь	м ²	1162,4	1522,4	1 522,4
2	Электропитание (напряжение/фаза)	В/фаз	380/3	380/3	380/3
3	Предварительная стоимость оборудования	руб.	-	1 570 800	1 664 170,0
4	Предварительная стоимость строительно- монтажных работ	руб.	-	13 020 000	13 020 000
5	Предварительная затраты на внедрения	руб.	-	14 590 800	14 684 170
6	Потребление электроэнергии теплового насоса	кВт/ч	340	19,5	23,0
7	Потребление электроэнергии файкойла	кВт/ч	-	0,07	0,07
8	Тариф за 1 кВт	руб.	2,1		
9	Затраты за месяц	руб.	514 080	31 600,8	36 892,8
10	Затраты за отопительный период	руб.	3 512 880	215 938,8	252 100,8
11	Экономия за отопительный период	руб.	0,0	3 296 941,2	3 260 779,2
12	Срок окупаемости	лет	-	4,4	4,5

Снижение затрат за счет приготовления собственных сухих смесей, на установки по приготовлению тампонажных материалов 3 ЦС-73

И.Ш.Гарифуллин (ООО «УК «Татбурнефть»)

В год ООО «УК «Татбурнефть» производит порядка 15000 т сух смеси из них 12000 т на стационарных узлах приготовления 3500 путем перетаривания из одного

цементовоза в другой. Существующие схемы позволяют готовить только трехкомпонентные смеси.

Для приготовления 30т сух смеси необходимо 3 цементовоза, время приготовления состав 12ч. Таким образом 117 дней в год 3 цементов отвлечены от основ работы.

Данный склад не позволял отгружать точное количество сухих смесей т.к отсутствовал датчики контроля взвешенной массы, в свою очередь приводило к тому, что пескосмесительным машинам и цементовозам приходилось не однократно заезжать на автовесы для дополнительного взвешивания. При приготовлении и смешивании смесей дополнительно привлекались цементовозы, что приводило к дополнительным затратам, а так же происходило запыление территории.

В целях усовершенствования цементного склада по приготовлению и хранению сыпучих тампонажных материалов, руководством ООО «УК «Татбурнефть» решено заменить старый цементный склад на новый склад ЗЦС-73 который соответствует современным технологиями и качеству.

В данной работе мы хотим вам представить модернизированную систему по временному хранению и приготовлению тампонажных смесей с полностью герметичной обвязкой и фильтром ФР-30.

Установка ЗЦС-73 предназначена для приема, хранения и приготовления сухих сыпучих тампонажных смесей и затаривания ими цементовозов.

Заказчики буровых компаний желает продуктивную зону крепить расширяющим материалом РТМ-50,РТМ-50ПВ. ООО «УК «Татбурнефть» до нынешнего времени не готовило расширяющий материал. По просьбе заказчика чтобы не терять объемы работ, покупали материал у сторонних организаций . Что приводило к большим затратам как за материал, так и за инженерное сопровождение. Сумма за тонну материала составляет 26,000т.руб,а инженерное сопровождение составляет 83,000т.руб на одну скважину. Не оправданные затраты приходилось и на тампонажную технику (доставка материала ООО «УК «Татбурнефть»↔ ООО «Баулюкс» или ООО «СКС-Технология»).

Для решения проблем связанные с высокими затратами на готовую продукцию. ООО «УК «Татбурнефть» закуплен склад ЗЦС-73,открыт проект по приготовлению собственных сухих смесей и РТМ. Имеется собственная аттестованная лаборатория. Выбраны поставщики на расширяющую добавку . Взяты образцы проб сделаны анализы, что показало не плохие результаты. Заключается договор на поставку РД. Проведены экономические расчеты, что показало экономия в год составит 2 361877,65 рублей. Сокращение затрат на инженерное сопровождение.

Предупреждение застывания эмульсии в трубопроводах добычи сверхвязких нефтей

В. Д. Магдеев (институт «ТатНИПИнефть»)

В настоящее время на объектах добычи сверхвязких нефтей существует две технологии нагрева продуктивного пласта: в первом случае добыча нефти и закачка пара производится попеременно в одну скважину (пароциклическая), во втором - работает пара скважин, одна является добывающей, а другая служит для нагрева пласта, причем перед первым запуском пар подается через добывающую скважину. В обоих случаях происходит застывание эмульсии на участках сборных нефтепроводов, при остановке добычи или переводе пароциклической скважины на закачку пара в течение трех месяцев.

Для предупреждения данных негативных явлений предлагается на обвязке скважины устанавливать дополнительный трубопровод между паровой и добывающей трубой, который позволит подавать пар в проблемный участок линии, производить нагрев застывшей эмульсии и восстановить её подвижность, после чего скважину можно будет снова включать в работу (см. рис.1).

На сегодняшний день на промыслах для устранения застоев эмульсии используются передвижные паровые установки (ППУ), как минимум два раза в год. По тарифу стоимость одного часа работы ППУ 1500 руб., время работы 2 часа, каждый раз при запуске одной добывающей скважины получаем затраты на 3000 руб., когда как стоимость установки дополнительной трубы равна 2500 рублей единовременно, а время, затраченное оператором на пропарку составляет 1 час. Исходя из этого, установка дополнительной трубы окупается за 6 месяцев.

Также положительный эффект достигается путем сокращения периода запуска скважины. За время обработки трубопровода с помощью ППУ простаивание скважины оценивается в 50 тыс. руб., когда как обустройство дополнительного трубопровода уменьшит этот показатель в 2 раза до 25 тыс. руб. и ускорит процесс пуска скважины.

Так как на кусте перевод скважин на закачку пара происходит в разной последовательности, то после очистки жидкость из соседних добывающих скважин может перетекать в очищенную полость трубопровода, поэтому следует производить пропарку через данный узел с необходимой периодичностью (предупреждение застывания) или установить дополнительную задвижку около развилки, для устранения перетоков. В связи с этим самым лучшим вариантом является установка блока гребенки.

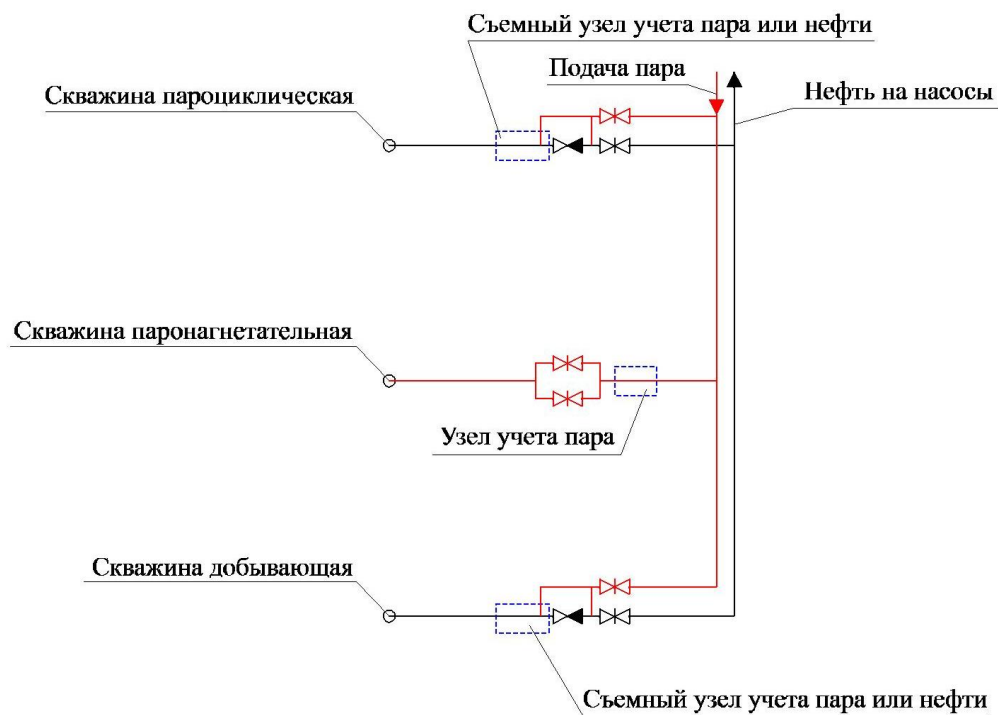


Рисунок 1. Технологическая схема

Применение быстровозводимых опор для сокращения времени аварийно-восстановительных работ на ВЛ 35, 110 кВ

И.И. Сафин, Р.П. Трофимов (ООО ТаграС-ЭнергоСервис)

В настоящее время в обслуживание нашей сервисной компании входят 453,41 км линий электропередач класса напряжения 110 кВ, в состав которых входит 2267 опоры, и 1516,4 км линий электропередач класса напряжения 35 кВ, в состав которых входит 10109 опор. Главной задачей любой компании эксплуатирующей электроэнергетические сети является качественное, надежное и бесперебойное электроснабжение своих потребителей. Предотвращение или быстрее ликвидация повреждений, в случае аварий, на воздушных линиях электропередачи становится приоритетной задачей. Но, к сожалению, это удастся не всегда и перерывы в электроснабжении все же случаются. Происходит это по различным причинам, одной из которых является разрушение опор воздушных линий электропередач. Аварийное отключение электроэнергии по причине разрушения опор нередкое явление, и связано с такими факторами как: воздействие атмосферных явлений, падение деревьев на линию, дефекты конструкции, монтажа, проектирования, воздействия сторонних лиц и организаций.

Чтобы заменить пришедшую в негодность опору воздушной линии электропередач и восстановить электроснабжение, необходимо выполнить сложную работу с применением

специальной техники: доставить на место новую опору, демонтировать разрушенную, произвести монтаж изоляторов и проводов. Все эти аварийно-восстановительные работы требуют больших трудозатрат и занимают существенное количество времени. В случае аварийной ситуации, когда разрушившаяся опора не подлежит восстановлению или ремонту, целесообразно использовать опоры аварийного резерва.

Решение проблемы снижения трудозатрат и времени на проведение аварийно-восстановительных работ по замене опор ВЛ-35/110кВ было найдено – это применение временных быстровозводимых опор, разработанные. Использование временных быстровозводимых и демонтируемых опор позволяет решить следующие задачи: сократить время аварийно-восстановительных работ, малыми трудозатратами восстановить надежное и безопасное электроснабжение потребителей, позволить создавать временные ВЛ, осуществить временное технологическое присоединение потребителей.

Производство серобетона, сероасфальта

Т.И. Шайхиев (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Ценность и экономическая эффективность инноваций неизменно возрастают, когда благодаря их использованию удастся одновременно решить сразу несколько задач. Таким примером является проект по разработке и внедрению производства серного модифицированного вяжущего (СМВ), а также материалов и конструкций на его основе.

Наиболее перспективное направление применения СМВ – производство инновационных строительных материалов для возведения промышленных объектов, а также прокладке дорог. В первую очередь это серобетон и изделия из него, а также сероасфальтобетон.

Стройматериалы с добавлением серы обладают высокими прочностными характеристиками, повышенной износо-, коррозионно- и химической стойкостью, низкой водопроницаемостью, большой устойчивостью к резким перепадам температур, кроме того, экономичны и экологически безопасны.

Ежегодно в качестве техногенного отхода УТНГП производит свыше 6 тыс. тонн технической серы.

При создании установки по переработке серы – производство серобетона и сероасфальта позволит использовать всю выработанную комовую серу для собственного потребления, а излишки для продажи. Гораздо выгоднее производить из обычной серы серобетон и сероасфальт, и реализовывать их получая дополнительную прибыль, чем

продавать на предприятия сернокислотной промышленности по низким ценам отходов производства.

Потребителями серобетона являются организации, осуществляющие работы по дорожному строительству, благоустройству, индивидуальному строительству, гидроизоляции, кровельным покрытиям, химической (кислотной) защите, подземным сооружениям, фундаментам.

Серобетон – искусственный камневидный материал, представляющий собой затвердевшую серобетонную смесь.

Сероасфальтобетон (сероасфальт) – это асфальтобетон, приготовленный с применением асфальтового вяжущего, в котором от 20 до 50% дорожного битума замещено серой технической модифицированной.

Основные преимущества серных бетонов:

- высокая прочность;
- коррозионная стойкость;
- низкое водопоглощение;
- водонепроницаемость;
- стойкость в кислых и солевых средах;
- морозостойкость;
- повторное использование (рециклинг).

Таблица 1.

Показатели	За год
7.Налог на прибыль	5 187
8.Чистая прибыль	20 749

✓ Вместо дорогостоящих портландцемента и дорожного битума, используемых в производстве бетонов и дорожных покрытий, можно использовать попутную серу, стремительно дешевеющую вследствие перепроизводства (реализация по цене отхода);

✓ Вместо минерального заполнения с заданным фракционным составом можно использовать отходы их производства (отсев дробления щебня), который в карьерах по переработке щебня подлежит утилизации.

**Повышение уровня производства технологического оборудования,
находящегося в обслуживании и экономия ресурсов при изготовлении продукции**

Р.Ф. Сайфутдинов (ООО «УК «Татнефть-Нефтехим»)

Основным приоритетом предприятия были и остаются мероприятия по

поддержанию и повышению уровня производства. В связи с этим, предлагаю рассмотреть Проект (рационализаторское предложение) повышения уровня производства технологического оборудования и экономия ресурсов при изготовлении продукции. Суть проекта является установка системы охлаждения и аспирации в трансформаторной линии резиносмешения VIC-345 и NPX-270 (Подготовительный цех ОАО «НКШ»), для предотвращения аварийных, длительных остановов оборудования и уменьшения брака выпускаемой продукции.

Данные проделанные мероприятия по модернизации оборудования позволило:

- повысить производительность работы линий резиносмешения VIC-345 и NPX-270 за счет сокращения аварийного простоя оборудования;
- уменьшить выход бракованной продукции и экономии ресурсов, так брак резиновых смесей сократился в 9 раз, что в денежном эквиваленте составляет экономию 1,5 млн. рублей;
- уменьшить риск выхода из строя трансформаторов (стоимость одного трансформатора мощностью 3500кВА составляет 2 млн. 147 тыс. 230 руб. а 2000 кВА 1 млн. 429 тыс. 192 руб.);
- отпала необходимость трудоёмких работ по выгрузке и чистке камер от бракованной продукции, а так же ее дальнейшей транспортировки и утилизации.

Итого основных расходов на реализацию проекта - 325 963 руб. Итого общей экономии от проделанного мероприятия в 1-й год составляет: 1 014 123 руб.

Учитывая вышеизложенное, считаем, что реализация представленного Проекта (рационализаторского предложения) является обоснованным, целесообразным и экономически выгодным для предприятий холдинга ПАО "Татнефть".

Таблица 1

Расчет экономического эффекта при реализации данного проекта:

Основные расходы	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб. без НДС	Сумма, руб. без НДС
Вытяжная система с монтажем	усл.	1	300 000	300 000
Электродвигатель асинхронный АИР (А, 4А, 5А, АД) 180М6; 18,5 кВт/1000	шт.	1	20 600	20 600
Автомат LC1D09M7 ф.Telemecanique	шт.	1	2 000	2 000
Пускатель LC1D09M7 ф.Telemecanique	шт.	3	754	2 263

Проводка	пм.	10	110	1 100
Всего основные расходы	руб.			325 963

Таблица 2

Расчет общей экономия от мероприятия в 1-й год

Эксплуатационные расходы	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения
Брак резиновых смесей	тн.	20,800	2,340
Средняя цена резиновых смесей	тн./руб.	82 397	82 397
Объем брака резиновых смесей	руб.	1 713 858	192 809
Цена (перемен. часть) утилизации брака (печь Рутнера)	тн./руб.	4 379	4 379
Расходы на утилизацию брака год	руб.	91 074	10 246
Расходы по электроэнергии	руб.	69 588	261 791
Всего эксплуатационные расходы	руб.	1 874 520	464 846
Экономия (+) от утилизации отходов за год	руб.		80 828
Экономия (+) от потерь резиновых смесей за год	руб.		1 521 049
Перерасход (-) по электрэнергии в год	руб.		-261 791
Основные расходы (-)			-325 963
Общая экономия от мероприятия в 1-й год	руб.		1 014 123

Реконструкция ж/д весов на Альметьевской базе УТНС

Р.М. Гималетдинов (Управление «Татнефтьснаб»)

На Альметьевской базе УТНС для взвешивания вагонов с сыпучими грузами в движении используются весы ВВ-200, установленные в 1997г. Срок службы весов согласно паспорту составляет 180 месяцев. Проблемы существующих весов следующие:

- погрешность измерения существующих весов составляет 700 кг на вагон;
- высокие эксплуатационные затраты: каждая регулярная разборка, очистка, ремонт и замена деталей может стоить 20% от цены новых весов;
- требование покупателей: взвешивания в статике, с минимальной погрешностью не более 100 кг.

В связи с окончанием срока эксплуатации и большой погрешностью взвешивания необходима их замена.

Планируется заменить железнодорожные весы ВВ-200 на электронные весы ВЖД-ДВ-100/200 (Рис.1.) с улучшенными технико-технологическими параметрами. Необходимость электронных весов ВЖД-ДВ-100/200 заключается в подвагонном взвешивании в движении при приемке сыпучих грузов и возможности статического взвешивания потележечно четырехосных железнодорожных вагонов при отгрузке металлолома. Погрешность измерения весов ВЖД-ДВ-100/200 составляет 100 кг на вагон.



Рис.1. Электронные весы ВЖД-ДВ-100/200

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов силоизмерительных тензорезисторных датчиков, возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого вагона, в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Далее аналоговый электрический сигнал с датчиков поступает в блок динамического преобразователя, где сигнал обрабатывается, и значение массы груза индицируется на экране монитора.

Конструктивно весы состоят из грузоприёмного устройства и электронной части (аппаратуры обработки информации и регистрации). Грузоприёмное устройство представляет собой модульную конструкцию, включающую одну или более грузоприёмных платформ. Каждая грузоприёмная платформа, в свою очередь, состоит из весоизмерительных тензорезисторных датчиков: типа М, «Тензо-М», Россия (госреестр № 36963-08), типа WBK, WBS, DSB-B, «CAS», Корея (госреестр № 31532-06), типа С, «НВМ», Германия (госреестр №27609-07), с узлами встройки, путевых контактных датчиков и рамы основания.

Рама основания представляет собой металлическую конструкцию с участками рельсов и секциями въезда и выезда, через которую на тензорезисторные датчики передаётся усилие от взвешиваемого груза. Электронная часть состоит из блока шагания и интерфейса (БПИ), блока динамического преобразователя (ПД) и персонального

компьютера (ПК). Конструкцией весов предусмотрена возможность поосного или потележного взвешивания расцепленных вагонов в статическом режиме с последующим определением его массы путем суммирования величин реакций опор от каждой оси или тележки вагона, вагонетки или цистерны. Программное обеспечение позволяет проводить регистрацию результатов измерений и выполнять ряд сервисных функций, включая сведения об общем грузопотоке, статистическую обработку результатов измерений, формирование и ведение базы данных, оформление и печать отчетных документов.

Электронные весы ВЖД-ДВ-100/200 имеют объективные преимущества над аналогами: минимальная погрешностью не более 100 кг; определение массы брутто транспортного средства; определение массы нетто транспортного средства при предварительном взвешивании каждой транспортной единицы порожнего состава; исключение массы локомотива из массы всего состава; определение скорости движения транспортного средства через весы; определение нагрузки на каждую ось или тележку транспортного средства при взвешивании в статическом режиме; вычисление поперечного или продольного смещения центра тяжести в горизонтальной плоскости транспортного средства для модификации ВЖД-ДВ; фиксирование даты и время суток при взвешивании каждого транспортного средства.

Согласно технико-экономическим расчетам, при стоимости оборудования 1,2 млн. рублей, срок окупаемости с начала внедрения составит 1 год. Экономический эффект составляет 2,1 млн. рублей в год.

Снижение транспортных затрат на предприятии путем строительства объектов вспомогательного производства

Е.А. Юдина (БМЗ ПАО "Татнефть")

Одна из главных задач любого предприятия – это снижение себестоимости выпускаемой продукции без ущерба качеству изделий и их объему. Путь решения данной проблемы всегда проходит через сокращение всевозможных затрат.

Один из источников затрат на любом предприятии являются транспортные расходы.

В 2014 году на Бугульминском механическом заводе был открыт проект по строительству крытого перехода между корпусом нефтеаппаратурных цехов (НАЦ) и корпусом 3,4.

Между данными корпусами проложен рельсовый путь, по которому движется грузоподъемная межпролетная тележка. Во время выпадения атмосферных осадков движение межпролетной тележки было затруднено по следующим причинам:

- слабый контакт с шинопроводом по причине выпадения атмосферных осадков;
- возникновение снежных заносов (в зимнее время года).

В данных ситуациях транспортировка заготовок и деталей производилась при помощи заказного автотранспорта, что приводило к необоснованному увеличению себестоимости продукции (простой оборудования, затраты на транспорт).

В соответствии с выявленной проблемой был разработан проект по строительству легкого крытого перехода между данными корпусами. Каркас перехода выполнен из металлоконструкций и обшит профлистом. Предусмотрены окна и двери. Так как переход перегораживал автодорожные пути, в соответствии с требованиями пожарных служб города были предусмотрены сквозные ворота.

Таким образом была решена проблема излишней транспортировки. Одновременно с этим положительным эффектом отмечено улучшение микроклимата внутри производственных помещений, где до строительства перехода при постоянном открытии/закрытии ворот холодный воздух с улицы проникал в помещения, пагубно влияя на здоровье персонала и на качество покрасочного покрытия на участке покраски оборудования.

Следующим направлением в снижении затрат на транспорт является постройка навеса для хранения формовочного песка в цехе №3. Основанием для инициации данного проекта послужило отсутствие укрытия песка от атмосферных осадков. В связи с этим по настоящее время разгрузка и хранение песка осуществляется в соседнем корпусе нефтеаппаратурных цехов, находящемся на расстоянии 640. На данный момент завершено изготовление металлических колонн, их монтаж и бетонирование фундамента. Ведется монтаж металлоконструкций (прогоны, ригели, фермы и т.д.). После завершения строительных работ будет произведен монтаж крана с грузоподъемностью 1 т.

Одновременно с этим на БМЗ ведется проработка вопроса строительства железнодорожных путей до первого пролета цеха №2. На данный момент ввоз и вывоз продукции цеха осуществляется заказным автотранспортом, что не является рациональным, поскольку рядом проходит ветка ж/д путей. Основными трудностями при строительстве железной дороги являются перепады между высотами рельефа местности. Таким образом большой участок территории будет подлежать срезу, в тоже время как во многих местах будет производиться досыпка гравийной смеси. На данный момент ведется

проработка данного вопроса с подрядной организацией и расчет экономической эффективности.

В целом, при завершении строительства данных объектов на Бугульминском механическом заводе будут полностью исключены нерациональные транспортные затраты, а также улучшена внутренняя инфраструктура предприятия.

Технология «бережливого» подхода к отоплению и кондиционированию зданий АЗС

Р.А. Хусаинов (ООО «Татнефть-АЗС Центр»)

1. В последние годы на фоне курса на инновационное развитие национальной экономики, провозглашенного Главой государства и Председателем правительства Российской Федерации, особую актуальность приобретает проблема «экономии энергоресурсов и повышения энергетической эффективности». Одним из ключевых вопросов энергосбережения, широко обсуждаемым экспертным сообществом энергетиков является проблема потерь энергии при отоплении и кондиционировании помещений по следующим причинам:

- низкое качество изоляционных материалов;
- допущение при строительстве объектов недвижимости «мостиков холода» - мест утечки тепла;
- нерациональное использование площадей;
- размещение зданий и сооружений без учета географической ориентации объектов (пассивное использование солнечной энергии).

2. Проблема уменьшения затрат на отопление и кондиционирование при эксплуатации АЗС является актуальной и для Казанского филиала ООО «Татнефть – АЗС Центр».

3. Умный дом - это здание, комфортные условия внутри которого поддерживаются без участия активных систем отопления и кондиционирования.

При достижении стандартов Пассивного дома здание, получившее соответствующую квалификацию, может обходиться без традиционных систем отопления. Хотя это и негласная часть стандартов, некоторые типы систем отопления всё же будут желательны, и в большинстве Пассивных домов существует системы дополнительного обогрева помещений. Они работают согласованно с бесшумными рекуперационными системами, необходимыми для поддержания высокого качества воздуха, которые имеют множество преимуществ перед обычными жидкостными (гидроника) или шумными воздушнонагнетательными обогревательными системами.

4. Для достижения существенного понижения в энергопотреблении на отопление, требуемого стандартами Пассивного дома, одновременно применяется целый ряд конкретных технологий и устройств. Вот их краткое описание.

Использование энергии Солнца. Для эффективного использования энергии Солнца необходимо строить дома с максимальным количеством больших окон, направленных в сторону экватора (на Юг в северном полушарии, на Север – в южном). Так же применяется технология строительства зданий с наименьшей площадью внешней поверхности (в идеале, дом должен иметь форму шара). Однако, использование солнечной энергии вторично в сокращении общих энергозатрат.

Термоизоляция. В Пассивных домах применяется большее количество теплоизоляционного материала для существенного сокращения потерь тепла через стены, крышу, перекрытия и фундамент. Особое внимание уделяется уничтожению «мостов холода».

Энергоэффективные окна. Для соответствия требованиям стандарта Пассивного дома необходимо использование окон с исключительно высокими показателями теплоизоляции (не более $0.7 - 0.85 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для окна, в том числе и рамы). В таких, обычно, используются тройные стеклопакеты со специальным покрытием – «insulated glaz» – с воздушными изоляционными слоями и специально разработанными термоустойчивыми оконными рамами. Всё это подразумевает высокий коэффициент теплопроводности солнечной энергии, покрытие слоем с низкой излучательной способностью, заполнение полостей аргоном или криптоном и дополнительное утепление прокладок между стеклами.

5. Стоимость строительства Пассивного дома сейчас примерно на 3 – 5% выше средних показателей для обычного дома. Эти затраты окупаются за 7 – 8 лет при условии сохранения цен на энергоносители. Но, с учетом ненормированного роста стоимости энергоресурсов, Умный дом может окупиться за 3 – 5 лет. Так же в пользу Пассивного дома говорит отсутствие необходимости в установке традиционных систем отопления (газовые, топливные котлы, мощные электронагреватели), что исключает необходимость в получении большого количества разрешений и, собственно, приобретения и установки этого оборудования.

Анализ эффективности использования пластиковых окон с подогревом на объектах с индивидуальным отоплением

Р.Г. Мустафин, А.А. Косаев (ООО «Татнефть АЗС – Центр»)

Пластиковые окна очень прочно вошли в нашу жизнь с момента своего появления. На сегодняшний день на рынке пластиковых окон постоянно появляются новинки, призванные уменьшить процент тепловых потерь на обогрев помещения различными способами: за счет новых профилей с большим количеством камер или увеличенной ширины, закачки в стеклопакет инертных газов с низким коэффициентом теплопроводности (энергосберегающие окна) и т.д. Но в последнее время популярность набирают пластиковые окна с подогревом. Главное их отличие от традиционных пластиковых окон заключается в том, что в окнах с подогревом объединены две функции: обеспечение обогрева и пропуск дневного света в помещение.

В настоящее время в Самарском филиале ООО «Татнефть АЗС – Центр» рассматривается возможность замены стеклопакетов на АЗС №478 на стеклопакеты с подогревом. Необходимость замены стеклопакетов обусловлена, прежде всего, затратами на отопление АЗС в зимний период.

Среднесуточные расходы на отопление АЗС №478 пеллетным котлом включают в себя затраты на топливо (пеллеты), оплату труда на обслуживание котла (засыпка гранул в бункер, чистка котла, уборка котельной) и затрат на доставку пеллет со склада. За отопительный сезон (6 мес.) на обогрев АЗС №478 требуется около 204 600 руб.

Замена установленных на АЗС №478 стеклопакетов размером 1680 × 890 мм в количестве 27 шт. на новые стеклопакеты с подогревом при цене 15 000 руб. за 1 шт. обойдется в 405 000 руб.

При этом ожидается сокращение отопительного сезона, уменьшение расхода пеллет, а также сокращение временных затрат на обслуживание котельной и снижение расходов на доставку пеллет со склада. Однако появятся дополнительные расходы на электроэнергию. Итого затраты на отопление после замены стеклопакетов составят 108 382 руб.

При минимальном сроке службы стеклопакетов с подогревом 20 лет, экономия на отоплении на АЗС № 478 Самарского филиала за этот период составит 1 762 360 руб. При этом срок окупаемости стеклопакетов составит около 3,5 лет.

Таким образом, установка пластиковых окон с подогревом взамен обычных позволит:

- снизить затраты на отопление;
- уменьшить время на обслуживание котельной;

- снизить риски получения травм при обслуживании котельной;
- снизить процент заболеваемости персонала простудными заболеваниями в переходный период;
- снизить затраты на установку сигнализации и средств защиты.

Обустройство Татсуksинского месторождения НГДУ «Азнакаевскнефть»

Г.Ш. Бикаева, Р.А. Закиев (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Одним из наиболее перспективных месторождений НГДУ «Азнакаевскнефть» является Татсуksинское месторождение, которое расположено в Актанышском районе р. Татарстан в районе д. Татсуksы. В конце 2014г. было произведено разведочное бурение скважин 300 и 300г Т. месторождения. Скважина 300г оказалась высокодебитной, и было принято решение об обустройстве данного куста. Учитывая сложные инженерно-геологические условия данного месторождения, а именно заболоченность территории, перед нами была поставлена задача закончить работы по обустройству скважин до начала весенней распутицы. Для того чтобы уложиться в указанные сроки, было принято решение о параллельном ведении инженерных изысканий, проектирования и строительства.

На территории месторождения располагается крупнейший болото-озерный комплекс Кулегешский со множеством неглубоких озер. Это все обуславливает сложный инженерно-геологический разрез рассматриваемого месторождения. Специфические грунты и геологические процессы оказывают решающее влияние на принятие проектных решений, строительство и эксплуатацию объекта.

При обустройстве куста одним из первых встал вопрос строительства подъездных путей. Для возможности проезда техники для бурения скв.300Г необходимо было строительство дороги длиной 5,8 км, 550 метров из которой проходит по болоту. В конце ноября на болотистом участке была отсыпана временная дорога для эксплуатации в зимний период.

До наступления половодья перед нами была поставлена задача по обустройству дороги. По результатам инженерно-геологических изысканий нами было предложено несколько вариантов отсыпки дороги. Мы рассмотрели и подсчитали 4 варианта дороги: щебеночная дорога, лежневая дорога, щебеночная дорога с применением георешеток и гидромата, дорога из ПГС с применением геолена и геосива. В связи с отсутствием карьеров с щебнем в Актанышском муниципальном районе принято решение

использования песчано-гравийной смеси (ПГС) местных карьеров, что было возможным только с одновременным применением высокопрочных материалов – геолена и геосива.

Геолен - высокопрочный тканый геотекстиль, предназначенный для армирования грунтов, слабых оснований при строительстве автомобильных и железных дорог, разделения слоев дорожной одежды и в качестве защитной рубашки земляного полотна. Георешетка Геосив - это трехмерная объемная ячеистая конструкция типа «пчелиные соты». При растяжении в рабочей плоскости георешетка Геосив образует устойчивый горизонтально и вертикально ориентированный каркас, который предназначен для армирования заполняющих георешетки грунтов, грунтощебня, щебня, песка и других строительных материалов.

Экономия достигается за счет сокращения транспортных и материальных затрат. Разница в эксплуатационных затратах при 2-х вариантах составляет 17млн 614т.р. Мероприятие окупается в течение года, ЧДД более 14 млн. руб.

Наряду с вопросом отсыпки дороги встал вопрос о строительстве линии электроснабжения. До обустройства куста электроснабжение скважин осуществлялось от дизель-генераторов. Необходимо было строительство линии электроснабжения длиной 5км. По результатам произведенных расчетов, ни один из приведенных типовых проектов по строительству воздушной линии не был применим для наших условий в связи со сложными инженерно-геологическими особенностями трассы линии электроснабжения.

Тогда нами было принято решение использовать для электроснабжения данных скважин кабельную линию вместо воздушной. Мы остановились на кабеле типа АПвКсПу2г производства ТАТКАБЕЛЬ, г.Казань. Данный тип кабеля был использован впервые по компании "Татнефть". Он предназначен для прокладки в пучинистых и просадочных грунтах, где возможны механические растягивающие воздействия на кабель. Нами было произведено сравнение электроснабжения скважин с применением дизельной электростанции с электроснабжением, осуществляемым по кабельной линии. Капитальные вложения составляют более 10 млн. руб., экономия достигается за счет сокращения эксплуатационных затрат. Срок окупаемости составляет 4 года, ЧДД более 10 млн. рублей.

Таким образом, предложенные нами способы решения проблемы обустройства скважин на заболоченном участке на данный момент успешно внедрены и показывают свою эффективность. Предлагаемый способ отсыпки дороги отличается его высокой прочностью и долговечностью, что позволяет осуществлять непрерывный производственный процесс добычи нефти в сложных заболоченных условиях. Выбранный нами тип кабеля отличается его высокой надежностью, что влияет на качество и бесперебойность

электропитания скважин, что является одной из важнейших задач проектирования электроснабжения объектов нефтедобычи.

Практическое применение одиночной базовой станции ГНСС

А.А.Гарипов (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Проблемы, возникающие при выносе точек или определение координат стандартным спутниковым оборудованием:

1) получаемые данные могут быть не корректными из-за природных и человеческих факторов:

- склон, лес при работе спутника может произойти так называемое отражение, и снимаемые точки ложатся в противоположную сторону, в связи с чем происходит искажение данных которое можно выявить только в процессе пост обработки;

- водные преграды определить стандартным оборудованием затруднительно, так как вода отражает спутниковый сигнал;

- в городских условиях снимаемые участки могут быть заставлены автотранспортом;

2) При работе со стандартным спутниковым оборудованием нет возможности работать в режиме РТК (в режиме реального времени)

3) Существует необходимость привязки к объекту с известными точками координат (устье скважины, угол здания, геодезические реперы и т.д.)

Это в свою очередь приводит к тому, что: увеличивается количество выполняемых съёмок; ухудшается качество выполняемых съёмок; увеличивается время производства съемки; увеличивается себестоимость съемки.

Решение проблемы является создание одиночной базы станции GNSS - глобальная навигационная спутниковая систем (ГНСС), она состоит из трёх основных частей: спутниковая антенна, gsm модем и приёмник.

Возможные варианты установки базовая станция GNSS:

1. Самый простейший вариант - постоянно действующей одиночной базовой станции с возможностью записи данных для постобработки с данными полевых роверов.

2. Постоянно действующая базовая станция под управлением внешнего программного обеспечения с возможностью записи данных для постобработки с данными полевых роверов и формирования РТК поправок.

3. Сеть постоянно действующих базовых станций под общим управлением и формированием разнообразного сервиса.

Базовая станция ГНСС может управляться автоматически в удаленном доступе с персонального компьютера и специализированного программного обеспечения. Она может работать автономно, без участия оператора. Она может формировать спутниковые данные для последующей обработки с данными полевых спутниковых измерений, а также спутниковые дифференциальные поправки для получения пользователями передвижных спутниковых приемников (роверов) для определения точных пространственных координат в реальном времени (RTK). Данные для постобработки могут архивироваться на жесткий диск компьютера базовой станции и передаваться по каналам связи на FTP-сервер для удаленного доступа. Пользователи подвижных приемников могут получать дифференциальные поправки по радио каналам, высокоскоростным беспроводным сетям (GSM, GPRS, CDMA и др.) или через сеть Интернет. Продолжение точной съемки без перерыва при временных потерях связи, автоматический переход туда и обратно. Имеет мгновенное восстановление и коррекцию при возобновлении приема РТК. Возможен просмотр данных наблюдений при работе в режиме РТК. Имеет возможность беспроводного обмена данными.

Возможности приемника:

Встроенный в приемник MEMS датчик наклона позволяет без особых трудностей и точно взять отчёты(максимальный уровень наклона 15 градусов. Заданный уровень нуля позволяет определить понижения или повышения тех или иных объектов. Производить сверку наклона или деформации грунтов под объектами. Благодаря работе с несколькими спутниками, постоянна действующая станция и возможность работы в режиме РТК позволяет избежать искажения данных в лесных массивах. Возможна защита от записи ошибочных измерений из за наклона вешки. Имеется автоматическое измерение без нажатия кнопки. Автосохранение происходит через настраиваемый период. Измерения начинаются, как только наклон будет в допуске. Все эти функции позволяют снимать длинные линейные объекты, водные преграды, пересечённую местность без нажатия кнопки через заданный интервал.

Экономическая часть

Протяжённость съёмки в 2014 году 115,94км.

- Тахеометрическая съёмка 6584 руб.
- Съёмка ГНСС 1795 руб.

Таким образом, чистый дисконтированный доход составил 2млн. 524тыс. руб.

Срок окупаемости капитальных вложений составил 1 год 1 месяц.

Перспективы развития и внедрения глобальных навигационных спутниковых систем в ОТГиМР НГДУ «Альметьевнефть»

М.М. Закиев (НГДУ «Альметьевнефть»)

Одной из основных задач выполняемой Отделом топографо-геодезических и маркшейдерских работ НГДУ являются работы по выносу в натуру проектных трасс линейных объектов, проектных скважин, границ земельных участков и исполнительная тахеометрическая съемка.

При производстве работ по выносу в натуру проектных трасс линейных объектов, проектных скважин, границ земельных участков и исполнительной тахеометрической съемки затрачивается значительный объем времени на подготовительные работы.

Основной целью представленной на рассмотрение работы является применения и внедрения ГНСС - приемника (спутниковый геодезический многочастотный) при производстве маркшейдерских работ для оптимизации бизнес-процесса по выносу проектных трасс в натуру и исполнительной тахеометрической съемки и повышение производительности труда.

На сегодняшний день в мире существует несколько навигационных систем, использующих искусственные спутники Земли, но предлагающими действительно глобальный сервис позиционирования практически в любом месте нашей планеты являются лишь две: российская ГЛОНАСС и американская NAVSTAR (GPS).

Система ГЛОНАСС позволяет обеспечить непрерывную глобальную навигацию всех типов потребителей с различным уровнем требований к качеству навигационного обеспечения путем использования сигналов стандартной и высокой точности. Система ГЛОНАСС отнесена к космической технике двойного назначения.

Система GPS – глобальная навигационная спутниковая система двойного применения. В настоящее время в составе орбитальной группировки GPS находится 30 навигационных спутников в штатном использовании.

Используя при производстве маркшейдерских работ ГНСС - приемник (спутниковый геодезический многочастотный) мы имеем возможность с высокой точностью определять координаты точек и границы земельных участков затрачивая минимальное время на подготовительные работы.

Выводы:

За счет применения ГНСС - приемника (спутниковый геодезический многочастотный) в производстве маркшейдерских работ нам удалось оптимизировать бизнес-процессы по выносу проектных трасс и исполнительной тахеометрической съемки

и увеличить производительность труда, снизить потери отдела в целом.

В перспективе планируется укомплектовать все полевые бригады спутниковыми геодезическими приемниками.

Создание подсистемы контроля и анализа реализации проектов по капитальному строительству ПАО "Татнефть" на базе SAP BI

Э.И. Хайруллина (НГДУ «Бавлынефть»)

Производственным отделом по обустройству месторождений в фактическом году курируется более десяти проектов. Основными составляющими каждого проекта являются договоры подряда, внутривозвратные титульные списки - лимиты, инвестиционный план, графики освоения инвестиционного плана. И, конечно же, для успешной реализации проекта за ним необходим контроль. Одним из методов данного контроля является ежемесячная отчетность в УКС ПАО "Татнефть".

Актуальность выполнения настоящего проекта обусловлена требованием построения подсистемы, обеспечивающей автоматизированный сбор и консолидацию фактических данных по реализации проектов капитального строительства, формированию на основе этих данных корпоративной отчетности для планирования и мониторинга реализации проектов капитального строительства ПАО "Татнефть".

Благодаря внедрению проекта «Бережливое производство» в группе компаний ПАО "Татнефть" получены порядок, дисциплина и четкая организация работы, но информационные технологии и сообразительность человека не стоят на месте, поэтому программа SAP BI поможет эту работу ускорить и упростить.

Целью проекта является:

- стандартизация процессов сбора и отчетности по проектам капитального строительства в ПАО "Татнефть";
- создание единого источника полной, точной и детальной информации о проведении работ по проектам капитального строительства;
- создание базовой системы для последующей интеграции (в рамках развития системы) с системами инвестиционного планирования, системами управления ресурсами исполнительного аппарата и структурных подразделений.

Организационный объем проекта включает в себя более 20 структурных подразделений и дочерних предприятий группы компаний ПАО "Татнефть". Проект является частью единой «Концепции развития системы корпоративного управления ПАО "Татнефть" с использованием продуктов компании SAP в 2011-2013 гг.».

Экономический эффект от внедрения проекта SAP BI может быть получен в результате экономии времени, затрачиваемого на совершение работ по проектам капитального строительства и автоматизации производства. Таким образом, если раньше работы по формированию отчетности, анализа данных занимали более длительное время, при внедрении проекта SAP BI этот процесс возможно ускорить и получить при этом экономический эффект и время для дополнительных работ.

В результате внедрения программы SAP BI мы получим:

- стандартизацию и унификацию процессов сбора и консолидации отчетности по проектам капитального строительства в ПАО "Татнефть";
- создание базовой системы для последующей интеграции с системами инвестиционного планирования, системами управления ресурсами исполнительного аппарата и структурных подразделений.
- создание единого источника полной, точной и детальной информации о проведении работ по проектам капитального строительства.

Совершенствование качества и производства маркшейдерских работ при использовании корпоративной ГНСС базовой станции

Ф.Ф. Мухаметзянов (НГДУ "Джалильнефть")

Целью данной работы является:

- Установка базовой станции (приемника Trimble R7 GNSS) на неподвижную конструкцию. Подключение и настройка оборудования.
- Создание локальной высокоточной геодезической сети на территории Сармановского и Азнакаевского района.
- Определение координат базовой станции НГДУ "Джалильнефть" в местной системе координат.

Спутниковые технологии находят все большее распространение на территории Российской Федерации. В зависимости от решаемых задач пользователи спутниковых приемников применяют либо автономное, либо относительное определение пространственных координат.

Наиболее эффективно спутниковые ГЛОНАСС/GPS системы используются в методе определения координат на земной поверхности в режиме реального времени (Real Time Kinematic – RTK). Несмотря на высокую технологичность данный метод требует значительно меньших временных и человеческих затрат нежели классические геодезические методы. Для работы в режиме RTK достаточно двух ГЛОНАСС/GPS

приемников: так называемой базовой станции (БС) и передвижного приемника – ровера. БС представляет собой постоянно действующий жестко закрепленный ГЛОНАСС/GPS приемник, который соединен с подвижным приемником каналом связи GSM. Такая конструкция и обеспечивает возможность работать в режиме реального времени.

В НГДУ «Джалильнефть», являющемся подразделением ПАО "Татнефть" функционирует отдел топографо-геодезических и маркшейдерских работ во главе с главным маркшейдером. Служба занимается:

- своевременным и высококачественным осуществлением маркшейдерских и топографо-геодезических работ при разработке и обустройстве нефтяных и газовых месторождений;

- изготовлением картографических материалов для различных служб НГДУ;

- наблюдением за деформацией опасных производственных объектов;

- землеустроительными работами;

- производит приемку маркшейдерских, топографо-геодезических, землеустроительных работ, выполняемых сторонними организациями на договорной основе.

Время выполнения работ. При использовании ГЛОНАСС/GPS технологий в режиме РТК нет необходимости делать каждый раз привязку к пунктам с известными координатами при выполнении съемки или выноса в натуру проектных точек, следовательно, не нужно искать исходные пункты. Не нужно прокладывать теодолитные ходы. Также отпадает надобность центрирования и нивелирования прибора, при установке его над пунктом. Таким образом, существенно сокращается время выполнения работ.

Точность. В традиционном методе точность определения координат снимаемых точек зависит от точности привязки к исходным пунктам, а в спутниковом методе зависит только от точности привязки базовой станции. Об этом будет рассказано в третьем параграфе. Чтобы достичь точности порядка нескольких сантиметров в классическом методе необходимо выполнить камеральную обработку полевых измерений, а в спутниковом методе есть возможность получить сантиметровую точность, как при съемке, так и при разбивке в режиме реального времени.

Состав оборудования. В классическом методе, для выполнения маркшейдерско-геодезических работ необходим комплект оборудования, включающий в себя: электронный тахеометр, штатив, вехи с отражателями, трассоискатель. В ГЛОНАСС/GPS методе достаточно спутникового приемника и вехи для его крепления, трассоискателя.

Таким образом, мы видим явное преимущество спутникового ГЛОНАСС/GPS метода по сравнению с традиционным. Однако для внедрения этого передового метода необходимо решить целый ряд сложных технических задач. Автором разработана методика использования данной технологии для зоны обслуживания НГДУ «Джалильнефть».

Цель данной работы была успешно реализована. В связи с этим значительно повысилась производительность труда, в 3 раза, значительная экономия времени, при обработке полученных результатов. Такие виды работ, как вынос в натуру площадок под бурение, буровых скважин стали оперативными и самое главное без потерь в точности получаемых результатов измерений.

Устройство приустьевой площадки скважины из сборного железобетона

Р.А.Шамсутдинов (НГДУ «Джалильнефть»)

Факторы, влияющие на расценки строительных работ: бетонных работ, монтажных работ, монтажа металлоконструкций и железобетонных конструкций и всех строительно-монтажных работ в целом, в сторону удешевления, а вследствие и упрощения организации работ и сокращения времени производства работ — следующие. Простота проекта, в виде применения унифицированных металлоконструкций и железобетонных конструкций. Унификация многообразия строительно-монтажных работ выполняемых при монтаже металлоконструкций и железобетонных конструкций.

При обустройстве приустьевых площадок используют поребрики из труб диаметром 159 мм и заливают площадку монолитным бетоном. Температурное расширение металла намного больше чем у бетона. И на месте примыкания стальной трубы (поребрика) с бетоном образуются щели. Возможно утечка нефтесодержащей жидкости и загрязнения территории.

Предлагаем вариант обустройства площадки из сборного железобетона в виде лотка с поребриками единой конструкций. Применение сборной конструкций дает небольшой экономический в сумме 1303 руб. Но на каждую скважину мы получаем эффект с экологической точки зрения, так как исключаем возможность утечки нефтесодержащих жидкостей на прилегающую территорию.

Создание и применение производственно-информационной 3D модели для проектирования и эксплуатации промышленных объектов

Д.М. Гилаев (НГДУ «Елховнефть»), С.А. Салимов (НГДУ «Елховнефть»)

При проектировании, строительстве и эксплуатации объектов производственного и непроизводственного назначения, особенно сложных и масштабных, как в системе нефтедобычи, имеющих большое количество коммуникаций (технологических, электрических, связи и систем управления, в том числе и скрытых) с высокой вероятностью допускаются различного рода ошибки и принимаются не оптимальные решения. Это оказывает непосредственное влияние на сроки проектирования, согласования экспертизы, комплектации и строительства, работ по техническому перевооружению, а также влечёт дополнительные издержки на выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ. Кроме того, возникают дополнительные риски в области надёжности и безопасности эксплуатации оборудования.

Применение 2D моделей при решении задач не всегда дает возможность за короткие сроки провести проектные и строительно-монтажные работы, часто не получается заранее спрогнозировать выявление блокировок подходов к технологическому оборудованию, невозможно проведение монтажа из-за недостатка пространства и так далее.

При этом, необходимо отметить, что в настоящее время требования к выдаче цифровой информации возрастают. Во многих областях обязательным условием является использование САПР 3D соответственно и при выполнении проектных и строительных работ.

Для решения вышеназванных задач в производстве предлагается применить производственно-информационные 3D модели.

Оптимальная информационная модель, в целом – это база данных, в которой консолидируется и интегрируется пространственная и атрибутивная информация об объекте.

Структура современного производственно-информационной модели объекта должна содержать следующие элементы: 3D модель объекта, электронно-технический паспорт, экспликации, чертежи, технологическую схему, исполнительную документацию.

Составление таких моделей состоит из двух этапов:

1. Лазерное сканирование.

Результатом измерения являются пространственные координаты массива точек (т.н. сканы или облака точек), положение которых определено на поверхностях объектов, попавших в рабочую зону сканера.

Традиционные наземные сканирующие системы обеспечивают скорость сканирования более 1 миллиона точек в секунду при максимальной дальности сканирования до 300 м в зависимости от типа используемого сканера и режима измерений.

2. Реинжиниринг данных. То есть на данном этапе производится сбор, анализ, актуализация, систематизация прикладной информации о проектируемом или эксплуатируемом объекте.

В передовых отраслях промышленности за рубежом существует понятие Product Life Management (PLM), или «управление жизненным циклом проекта». Для того, чтобы полноценно использовать информационную модель в процессе эксплуатации объекта, необходимо добавить эксплуатационные параметры, такие как год ввода в эксплуатации объекта, степень коррозионного износа, показания датчиков измерительной аппаратуры и др. Развитие базы данных оборудования при этом направлении является неременным условием использованием информационной модели на протяжении всего жизненного цикла объекта.

Производственно-информационные 3D модели нашли своё применение при разработке проекта «Паровая завеса технологических печей».

Созданная модель модели позволила в оптимальные сроки провести проектные, строительно-монтажные работы. Несмотря на то, что блок интегрировался в очень узко ограниченное пространство, применение 3D модели, уже на этапе проектирования позволило предотвратить всевозможные коллизии при строительстве.

Модель применяется и на этапе эксплуатации с учётом требований PLM, что позволяет:

- Снизить количество отказов оборудования на 2-5% за счёт наличия у эксплуатационного персонала полного набора инженерной информации.
- Сократить потенциальное время простоя оборудования на 10% за счёт чёткого планирования ППР на основании актуальных эксплуатационных информационных моделей объекта.
- Повысить уровень безопасности за счёт обеспечения удобного интегрированного доступа ко всей проектной и эксплуатационной информации в виртуальной среде.

Строительство временных подъездных путей в условиях отсутствия местных карьеров щебня и грунтощебня

Л.М. Абдулина (НГДУ «Нурлатнефть»)

Строительство – это, прежде всего завоз материала, и, причем крупногабаритного. Поэтому в первую очередь и следует организовать подъезд для большегрузного автотранспорта. При этом дорожные покрытия должны обеспечивать высокие транспортно - эксплуатационные показатели, необходимую скорость, безопасность движения, хорошую пропускную способность и, учитывая климатические условия, быть долговечными.

На объектах НГДУ «Нурлатнефть» распространен послойный способ строительства временных дорог, когда грунтощебень и щебень укладывают друг на друга слоями. Грунтощебень толщиной 30-40 см создает основу для дороги, а верхнее щебеночное покрытие толщиной 15-20 см, делает ее пригодной для прохождения спецтехники. Ширина проезжей части дороги, как правило, 4,5м. По существующей технологии строительство проводится в несколько этапов:

Первый – земляные работы и устройство водопропускных сооружений: вычищается территория, производится срезка растительного слоя, который перемещается за пределы рабочего участка. Также для отведения грунтовых и поверхностных вод устраивают водопропускные трубы.

Второй этап – строительство основания дороги. На подготовленное земляное полотно слоями отсыпается, разравнивается и уплотняется привозной грунтощебень.

На третьем этапе непосредственно создается само покрытие дороги из щебня: при помощи специальной техники осуществляется завоз, выравнивание и уплотнение щебня.

Недостатки:

1. отсутствие местных карьеров щебня и грунтощебня;
2. затраты на перевозку щебня и грунтощебня;
3. требует больших затрат на содержание и текущий ремонт дорог;
4. короткий срок эксплуатации- 5-8 лет;
5. плохая уплотняемость щебня и образование несвязанного щебня.

Поэтому можно сказать, что в настоящее время щебеночные дороги не удовлетворяют полностью указанным требованиям.

Максимальное использование местных материалов - одно из основных требований при выборе конструкций дорожной одежды. Уменьшение дальности возки дорожно-

строительных материалов дает возможность существенно снизить стоимость всего строительства.

Применение железобетонных плит способно удовлетворить все вышеперечисленные требования. Как известно, железобетонные плиты применяются при строительстве аэродромов, дорожном и монолитном строительстве - везде, где будет эксплуатирован грузовой транспорт с высокой нагрузкой.

Достоинства:

1. Высокие эксплуатационные качества дорог из Ж/Б плит и большой срок службы (до 20 лет);
2. небольшие затраты на содержание;
3. используется местный материал;
4. возможность неоднократного демонтирования и установки на новом месте (возможность использования б\у плит).

Технология укладки ж\б плит состоит из 3 этапов, причем 1 этап полностью соответствует 1 этапу при отсыпке щебеночных дорог. На втором этапе происходит устройство подстилающего слоя из песка, технология которого включает: разгрузку, распределение и уплотнение. На третьем этапе проводится укладка ж\б плит, которую выполняют самоходными кранами в направлении продольной оси покрытия. Плита опускается на выровненный песчаный слой с таким расчетом, чтобы она коснулась его одновременно всей подошвой. Окончательная посадка плит на основании должна производиться путем прикатки покрытия груженными автомобилями или пневмокатками до исчезновения видимых осадок плит. Завершающими процессами устройства сборного покрытия являются сварка стыковых скоб и герметизация швов.

Вывод:

Применение железобетонных плит при строительстве временных подъездных путей обеспечивает индустриализацию дорожного строительства. Они позволяют обеспечить долговечность и надежность дорог. Эти дороги выдерживают тяжёлые нагрузки даже при нарушении условий эксплуатации. Кроме того дорожные плиты из железобетона можно использовать повторно без ухудшения эксплуатационных качеств дорожного полотна, что делает их использование очень выгодным с экономической точки зрения. **Устройство временных подъездных дорог** из ж\б плит решает множество проблем, и главное – это использование в строительстве дорог материалов местного производства, что исключает огромные затраты, связанные с их перевозкой.

Применение минераловатных плит в качестве огнезащиты и утепления технологических трубопроводов

Д.Р. Габидуллина (НГДУ «Ямашнефть»)

Сегодня огнезащита наружных коммуникаций технологических установок по переработке и транспортировке природного газа, нефти и нефтепродуктов является актуальной проблемой, требующей решения с помощью оптимальных защитных средств.

Для современного строительства характерно широкое применение огнезащитных составов.

Выбор способа огнезащиты на стадии проектирования для конкретного объекта производится на основе технико-экономического анализа с учетом условий объекта:

- величины требуемого предела огнестойкости конструкции;
- сложности конфигурации конструкции;
- ограничений по весу огнезащитного покрытия;
- температурно-влажностных условий эксплуатации;
- степени агрессивности окружающей среды по отношению к огнезащите и материалу конструкции;
- эстетических требований к конструкции.

Предел огнестойкости является важной характеристикой конструкции и устанавливается по времени (в минутах) наступления одного или последовательно нескольких, нормируемых для данной конструкции, признаков предельных состояний.

Существует три способа огнезащиты металла:

1. Конструктивная огнезащита: облицовка конструкций теплоизоляционными материалами (утеплители, ГВЛ и т.д.), устройство теплоотражающих экранов, увеличение поперечного сечения конструкций и т. д.
2. Поверхностная огнезащита: выполняется с применением специальных огнезащитных средств (пасты, обмазки, краски, лаки, пропитки и т.д.) путем нанесения их на поверхности конструкций, материалов, изделий.
3. Комбинированная огнезащита: сочетание 1 и 2 способов.

В проектно-сметный отдел НГДУ «Ямашнефть» поступило задание разработать типовый проект теплоизоляции трубопровода подслоного пожаротушения резервуара на участке между обечайкой резервуара и фланцевым соединением обратного клапана.

По типовому проектному решению "ТатНИПИнефть" трубопроводы и арматура должны быть окрашены огнезащитной краской "PROTERM STEEL" в 6 слоев.

Данный вариант имеет ряд недостатков:

- Трудность обеспечения и контроля заданных толщин огнезащитного покрытия;
- низкая стойкость к воздействию прямых солнечных лучей;
- необходимость тщательной подготовки поверхности.

Как показал опыт огнезащитная краска работающая на открытом воздухе через 1-1,5 года разрушается и приходится проводить ее ежегодный ремонт.

В качестве альтернативного варианта было предложено выполнить утепление и огнезащиту соединений минераловатными огнезащитными плитами «Conlit» с последующей защитой изоляции кожухом из листовой оцинкованной стали.

Плиты изготовлены из каменной ваты на основе волокон, полученных в результате плавления горных пород базальтовой группы.

Данный материал имеет ряд преимуществ:

- Изготовлены из гидрофобизированной каменной ваты;
- Негорючий материал и принадлежат к группе НГ (ГОСТ 30244-94);
- Химически инертен по отношению к маслам, растворителям, щелочам;
- Устойчив к высоким температурам;
- Высокие эксплуатационные характеристики на протяжении более чем 50 лет службы;
- Возможность рассчитывать толщину огнезащиты;
- Легкость ремонтно-восстановительных работ.

Данный материал имеет сертификат о пожарных испытаниях огнезащитной эффективности плит на стальных конструкциях.

В ходе расчетов толщина огнезащитной плиты в зависимости от предела огнестойкости приведенной толщины металла была принята - 25мм.

Данная конструкция защиты фланцевых соединений и пенопровода была реализована на объектах УПВСН НГДУ «Ямашнефть», спустя год конструкция находится в отличном состоянии, отпала необходимость ежегодного ремонта и дополнительных затрат.

Проектное решение разработано и согласовано с 2ОФПС.

Таким образом, при применении минераловатных огнезащитных плит, обеспечивается требуемый предел огнестойкости стальных конструкций.

С учетом вышеизложенных преимуществ экономический эффект при применении минераловатных плит составит 11,2 тыс. рублей. Срок окупаемости полтора года.

Проектный офис как инструмент повышения эффективности строительства объектов автоматизации на примере СВН-800

М.Ю. Денисова (ООО «ГБТ»)

Одним из самых важных для ООО «Татинтек» в силу специфики своей деятельности является направление по реализации собственных решений или проектов "под ключ". В случае реализации сложных и комплексных проектов или проектов под ключ для достижения поставленных целей ООО «Татинтек» формирует проектный офис.

В зависимости от специфики задачи любое из обществ может взять на себя функцию интегратора, включая проекты по научно-техническим разработкам.

Руководство ООО «Татинтек» не вносило кардинальных изменений в существующие схемы организации проектного офиса. Одним из главных условий его функционирования является гибкость привлечения сотрудников, в зависимости от нагрузки на проектный офис. Что позволяет в ряде случаев минимизировать затраты и риски, генерируемые заказчиком на стадии определения и согласования планируемых результатов проекта, технологических и технических решений, стоимости и ряда других вопросов.

Основным органом управления проектами является проектный комитет, которым руководит лично директор управляющей компании. Количество проектных офисов не ограничивается и оно определяется экономической целесообразностью. Как правило, если проект измеряется объемами в несколько сотен миллионов рублей, тогда и формируется команда проектного офиса, назначается временный руководитель и проект начинает свою жизнь.

Первый опыт работы по схеме проектного офиса ООО «Татинтек» получило при реализации проекта всероссийского масштаба - на строительстве комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО "ТАНЕКО". За короткое время было освоено порядка 1,5 миллиардов рублей в условиях жестких ограничений по срокам и бюджету.

Разработка Ашальчинского месторождения стала следующей задачей достойной создания проектного офиса. В 2015 году, в рамках проекта СВН-800 мы выполняем работы, общий объем которых составляет 120 млн.рублей. Всего в рамках единого проекта инициированы 17 подпроектов, которые обеспечивают строительство 93 объектов, на которых будут построены 279 объектов автоматизации разной сложности. Наиболее эффективными работами в части производительности труда для нас являются проектные работы и производство приборов и оборудования собственными силами.

Не забываем применять этот опыт и при реализации проектов для прочих заказчиков, когда для ООО «Татинтек» ОАО "ТАНЕКО" изготовило, поставило и обустроило на Сахалине 6 СИКНС. Это позволило нам сегодня иметь возможность получить дополнительные объемы работ в данном регионе РФ. Причем производительность труда на таких проектах остается очень высокой.

Из приобретенного опыта сделали вывод, что стратегическим направлением развития компании на ближайшие годы будет наращивание компетенций для выполнения проектов под ключ. Только так возможно будет выполнить задачи, поставленные руководством нефтесервисного холдинга.

Комплексный подход при реконструкции опасных производственных объектов

Р.Р. Зарипов, И.Г. Хуснутдинов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Предлагаю рассмотреть данную тему на примере ООО «ТаграС – ЭнергоСервис». В качестве опасных производственных объектов в нашем случае выступают котельные ООО «Тепло – ЭнергоСервис».

Как известно любая техника и технология со временем устаревает, происходит ее моральный и физический износ. Так большая часть котельного парка, переданного НГДУ ПАО "Татнефть" в обслуживание (аренду) ООО «Тепло – ЭнергоСервис» отработало нормативный срок эксплуатации. Оборудование - изношено. Так, например, при проектировании большинства котельных закладывались большие мощности, для обеспечения нагрузок различных производств и планируемых к строительству все новых зданий и сооружений. Однако со временем многие цеха были законсервированы, производство свернуто, а планируемые к строительству здания так и не были построены. В данных обстоятельствах, работа котельной, номинальная производительность которой в разы превышает пиковую нагрузку в самую холодную пятидневку, загрузка оборудования уменьшилась. В таких случаях назревает необходимость произвести реконструкцию, модернизацию объекта: заменить оборудования, изменить технологию.

Под реконструкцией понимается процесс изменения технологического оборудования устаревших объектов с целью придания новых свойств в будущем.

В связи с чем в ООО "Тепло-ЭнергоСервис" были разработаны мероприятия по реконструкции котельных, рассчитанные до 2017 года.

Ранее ООО "Тепло-ЭнергоСервис" проводил реконструкции опасных производственных объектов по проектам различных организаций, далее закупали готовые блочные котельные, при этом деньги уходили в другие проектно-монтажные организации.

Для сохранения финансов внутри предприятия внедрен комплексный подход при реконструкции опасных производственных объектов, так ООО «ТаграС – ЭнергоСервис» на сегодняшний день в состоянии самостоятельно провести реконструкцию опасного производственного объекта от стадии проектирования до стадии пуска в работу опасного производственного объекта.

По техническому заданию ООО "Тепло-ЭнергоСервис" ООО «Диагностика – ЭнергоСервис» разрабатывает проект по реконструкции опасного производственного объекта. До начала строительно-монтажных работ готовый проект должен пройти экспертизу промышленной безопасности.

Строительно – монтажные работы выполняет ООО «Ремстрой – ЭнергоСервис». В АЦПП ООО «Ремстрой – ЭнергоСервис» строятся каркасы блочных котельных, осуществляется компоновка основного (котлов) и вспомогательного оборудования (насосы, фильтра и т.д.) внутри пространства блока котельной. ООО «Ремстрой – ЭнергоСервис» выполняют работы по демонтажу старого оборудования и блоков зданий, закладывают фундаменты и устанавливают на них новые блочные котельные, выполняют обвязку оборудования технологическими линиями, коммуникациями.

По окончании строительно-монтажных работ составляется акт законченного строительством объекта, который регистрируется в муниципалитете

Пуско-наладочные работы выполняются силами ООО «Диагностика – ЭнергоСервис».

Полный комплекс работ по реконструкции опасных производственных объектов (котельных) в рамках одного предприятия очень выгоден так как средства предприятия не уходят на сторону (подрядным организациям), появляется возможность привести оборудование, обвязку, технологическую схему котельной к единому стандарту, удобному для дальнейшего обслуживания и ремонта. Так как всегда проще отремонтировать то, что сам же и построил.

Применение систем рекуперации при проектировании общеобменной вентиляции зданий

А. А. Мансурова, С. С. Лагуткин (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В начале 2015 г. проектной группе компании было поручено выполнить проект реконструкции производственного цеха в офисное здание.

Особо острой проблемой при разработке проекта оказалось проектирование системы вентиляции и кондиционирования воздуха в офисных помещениях ввиду следующих особенностей проектируемого здания:

- большое количество рабочих мест при относительно небольших размерах офисных помещений;
- необходимость обеспечения необходимых параметров воздухообмена в рабочей зоне в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами.

Стандартные пути решения данной проблемы представляют собой установку моноблочных приточно-вытяжных установок с водяным нагревателем, которые предназначены для создания и поддержания искусственного климата в помещениях. Данные установки имеют ряд недостатков, среди которых наиболее важным на сегодняшний день являются высокие энергозатраты.

В качестве альтернативного варианта решения вопроса рассмотрено применение в системе вентиляции приточно-вытяжной установки с пластинчатыми рекуператорами тепла.

Пластинчатый рекуператор — это один из видов рекуператоров воздуха. Принцип работы пластинчатого рекуператора заключается в передаче тепла от теплого, вытягиваемого из помещения, воздуха — подаваемому холодному, т.е. воздух из вытяжки передает тепло приточному воздуху с улицы. Происходит это за счет пересечения потоков воздуха в специальном пластинчатом рекуператоре. Пластинчатым он называется из-за схемы разделения потоков воздуха. В пластинчатом рекуператоре потоки воздуха разделяются пластинами из теплопроводящего материала. Самые популярные материалы для пластинчатых рекуператоров — это алюминий, пластик, нержавеющая сталь и бумага.

Конструкция пластинчатых рекуператоров представляет собой набор специальных, алюминиевых пластин толщиной 0,2 мм, которые и представляют собой поверхность теплообмена рекуператора. Для повышения эффективности, а также для получения наилучших аэродинамических характеристик пластины рекуператоров имеют свою определенную структуру и геометрию. В пластинчатых рекуператорах существует еще один наиболее важный параметр, который в значительной мере влияет на эффективность и аэродинамические характеристики. Это расстояние между пластинами, которое составляет у пластинчатых рекуператоров от 5 до 9 мм для разных типоразмеров. Это обусловлено оптимальным сочетанием двух основных показателей эффективности и сопротивления. Корпус пластинчатых рекуператоров изготавливается из оцинкованного стального листа и оснащается специальными фланцами, для установки их в системах

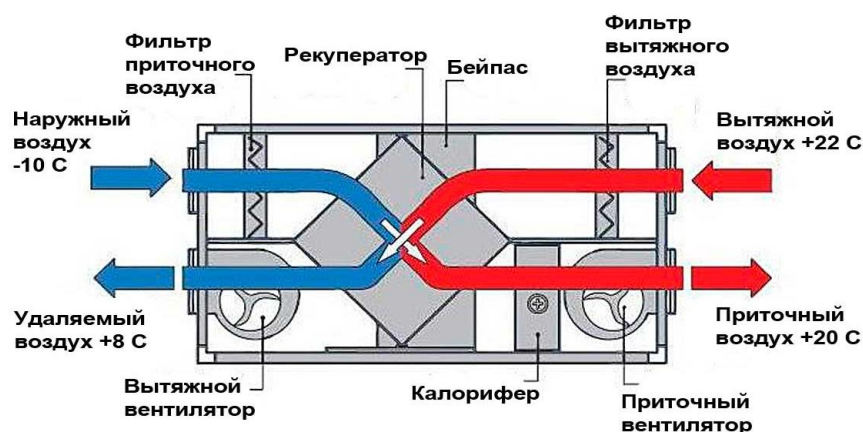


Рис.1. Схема вентиляции с рекуперацией

Основные преимущества, реализуемые при использовании пластинчатых рекуператоров в системе вентиляции и кондиционирования:

пластинчатый теплообменник не имеет подвижных или трущихся частей, что подразумевает собой нечастое техническое обслуживание;

в данном рекуператоре отсутствуют какие-либо потребители электроэнергии, что снижает стоимость расходов на работу данного устройства;

компактность и минимальные габариты;

высокое значение коэффициента тепловой передачи пластинчатого теплообменника, что ведет к снижению тепловых потерь, экономии энергоресурсов.

Экономия тепловой энергии за счет применения рекуператора составляет 20553 кВт*ч в год.

Чистая прибыль для компании составляет 11 тыс. руб. в год при первоначальных затратах на приобретение и монтаж оборудования 44 тыс.руб. ЧДД составляет 43 тыс. руб. Дисконтированный срок окупаемости - 2,7 лет.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение пластинчатых рекуператоров в системе общеобменной вентиляции позволяет сократить расходы энергоресурсов. Приточно-вытяжные установки с пластинчатыми рекуператорами можно применять в системе вентиляции офисных и производственных помещений.

Применение существующих фундаментов при замене насосных агрегатов

Д.Е. Лапаскин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В настоящее время все чаще приходится производить замену насосных агрегатов на насосы меньшей мощности. При установке новых насосных агрегатов на существующие фундаменты возникает проблема крепежа насоса к фундаменту, т.к. расположение

существующих фундаментных болтов в 99% случаев не соответствует расположению крепежных отверстий на раме нового насосного агрегата. В этих случаях необходимо производить демонтаж существующего фундамента и монтаж нового с соответствующим расположением анкерных (фундаментных) болтов.

Данную проблему можно решить с использованием существующего фундамента. Предлагаю два способа: это применение промежуточной рамы и использование клеевых анкеров UPAT ASTA.

Промежуточная рама представляет собой металлоконструкцию из швеллера или двутавра, которая имеет отверстия на нижней полке для крепления к существующему фундаменту, и на верхней полке для крепления к ней нового насосного агрегата.

Промежуточную раму в некоторых случаях нецелесообразно применять в связи с тем, что максимальный разрешенный диаметр отверстия в полках швеллера - 25мм, а существующие фундаментные болты могут быть большего диаметра. В этих случаях необходимо срезать существующие фундаментные болты и крепление насосного агрегата можно осуществить клеевыми анкерами. Клеевые анкера применимы для монтажа в бетон, а также в природный камень с плотной структурой. Предназначены для крепления конструкций при высоких статических, динамических и ударных нагрузках. Необходимо учитывать, что клеевые анкера применимы лишь в том случае, если на фундаменте не выявлены повреждения.

Таблица 1.Сравнение затрат

	Новый фундамент	Промежуточная рама	Клеевые анкера
Сметная стоимость строительных работ	54,054 тыс. руб.	6,436 тыс. руб.	5,079 тыс. руб.

Преимущества:

- Минимальная стоимость строительных работ;
- Отсутствие бетонных работ;
- Не зависит от погодных условий;
- Легкость монтажа в стесненных условиях;
- Минимальная затрата времени;
- Минимальная трудоемкость;
- Возможность изготовления промежуточной рамы в заводских условиях.

Георадарные исследования для решения инженерно-геологических задач

И.В. Дергунов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В ходе инженерно-геологических изысканий осуществляются исследования рельефа почвы, изучение геоморфологических, гидрогеологических и сейсмотектонических процессов и др. Значительной проблемой при проектировании и строительстве является выявления старых заброшенных и действующих дренажей, сетей подземных коммуникаций и т.п.

При проведении инженерно-геологических изысканий выполняются следующие задачи: 1) изучение условия залегания верхней части осадочного чехла на участке планируемой застройки, в том числе расчленение разреза, глубины залегания пластов, мощность, распространение в плане и по глубине; 2) изучение места расположения и интервалы проходки отдельных видов подземных коммуникаций; 3) изучение места выхода на поверхность и (или) под перекрывающую толщу пород разрывных тектонических нарушений, положение и углы падения плоскости смещения; 4) определяются гидрогеологические условия в пределах инженерно-геологических изысканий; 5) устанавливается характер и причины деформаций зданий и сооружений.

Многие из перечисленных задач инженерной геологии можно решить методом электромагнитного георадарного импульсного зондирования.

Принцип действия георадара основан на излучении электромагнитных волн и приеме сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различные электрофизические свойства.

С 2012 года специалистами нашего управления были проведены следующие инженерно-геологические георадарные исследования :

1. Исследования грунтов на пристани речного вокзала г. Свияжск в 2012 г.

Целью данных исследований было изучение структуры грунта, выявление областей просадки и установление причин деформации мостовой площади на пристани г.Свияжск.

2. Определение местоположения и глубины бетонного коллектора в районе ул. Химическая г. Казань в 2012 г..

Целью исследований было определение местоположения и глубины бетонного коллектора с использованием георадиолокационной аппаратуры "Лоза".

В ходе работ георадарные профили пересекающие бетонный коллектор. В результате измерений по профилям получены радарограммы, интерпретация которых позволила определить на глубине 2 м залегание коллектора.

3. Поиск местоположения и состояния стволов пробуренных (ликвидированных) структурных скважин в 2014 г.

Данные исследования проводились с целью отработки методики поиска местоположения стволов пробуренных скважин. Объектом поиска выступила структурная скважина №105 Полянской площади, расположенная в районе деревни Сарабикулово на берегу реки Шешма.

4. Георадарное обследование свалочного тела в районе н.п. Н.Мактама в 2014г.

Георадарное обследование свалочного тела проведено с целью картирования площади, глубины заполненного котлована, мощности свалочного тела и изучения наличия и целостности защитного экрана, выполненного в виде глинистой покрышки.

5. Картирование тектонических нарушений и пустот естественного и искусственного происхождения и в приповерхностных слоях осадочного чехла в 2014 г.

С целью отработки методики выделения карстовых пустот в приповерхностных слоях осадочного чехла было проведено электромагнитное зондирование вдоль полосы карстовых провалов. В ходе выполнения георадарных исследований на Сармановском медном руднике с целью отработки методики выделения пустот в приповерхностных слоях осадочного чехла было отработано 2 профиля. Объекты пустотного характера четко фиксируются на радарограммах и коррелируются с планом медного рудника.

Георадарные исследования показали эффективность при решении следующих задач:

- инженерно-геологических изысканий при проектировании линейных и площадных сооружений;
- контроля состояния грунта в зоне инженерных сооружений при строительстве и эксплуатации (фундаменты зданий, железные и шоссейные дороги);
- выявления подземных металлических и неметаллических коммуникаций;
- поиска в грунте и строительных конструкциях полостей искусственного и естественного происхождения (карстовые полости, пустоты и тектонические нарушения);
- определения мощности насыпных и деформированных грунтов, картирования границ коренных пород под рыхлыми отложениями;
- поиска песчано-гравийных отложений, картирования оползневых тел;
- определения состояния мостов, опор, туннелей.

Укрепление грунтов основания здания бассейна в санатории-профилактории

Д.Е. Лапаскин (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Настоящим проектом предусматривается укрепление грунтов основания под ленточными фундаментами здания бассейна в санатории-профилактории «Лениногорский» путем напорного инъецирования цементного раствора.

После возведения фундамента здания бассейна в санатории-профилактории «Лениногорский», обнаружилось проявление грунтовых вод. Повышение уровня грунтовых вод, как выяснилось позже, было связано с искусственным повышением уровня воды в близлежащем искусственном водохранилище.

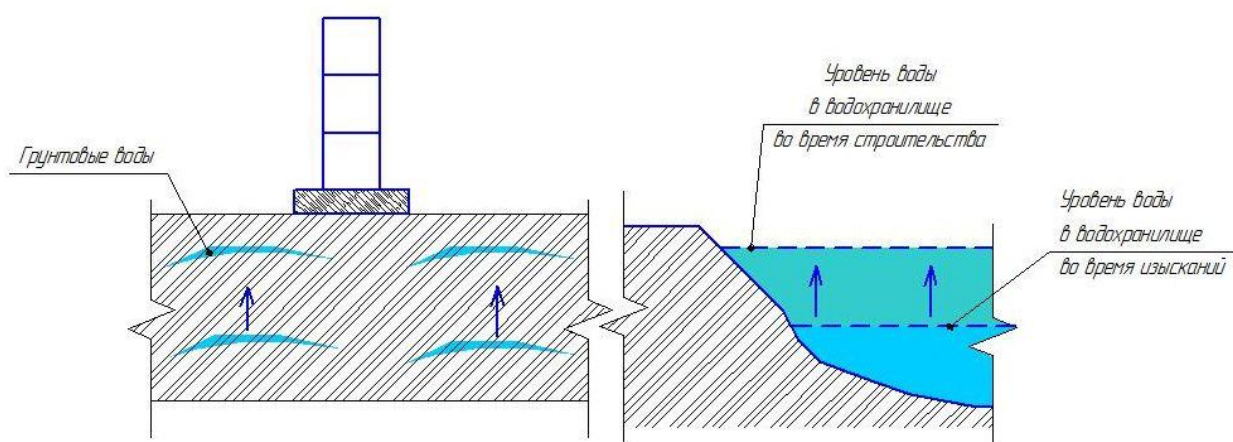


Рисунок 1. Повышение уровня грунтовых вод

Для решения данной проблемы возможны следующие методы:

1. Демонтаж существующего ленточного фундамента и заливка монолитной подушки.
2. Укрепление грунтов основания методом напорного инъецирования цементного раствора.

Данную проблему принято было решить методом напорного инъецирования цементного раствора.

Метод напорного инъецирования цементного раствора применяется для:

- улучшение прочностных, деформационных характеристик грунтов;
- уменьшение водопроницаемости грунтов;
- заполнение существенных пустот в грунте.

Инъекционный метод укрепления грунтов основан на образовании в массиве грунта жесткого армирующего каркаса из затвердевшего раствора и уплотнении массива грунта при нагнетании раствора под давлением. Нагнетание цементного раствора в грунт

производиться через специальные неизвлекаемые иньекторы, которые в дальнейшем являются дополнительными армирующими элементами в грунтах основания.

Данный метод позволяет:

- Решить проблемы проявления грунтовых вод во время строительства.
- Сократить время на возведение фундамента.
- Сократить затраты на возведение фундамента.
- Решить проблемы усиления массива грунтов.
- Устранить карстовую опасность.
- Укрепить склоны.
- Перевести площадку в зону приемлемую для дальнейшего строительства.
- Ликвидировать просадочность.

Повышение эффективности размещения временно свободных денежных средств на депозит

И.Н Ахмадишин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Депозит - это денежные суммы, внесенные в коммерческий банк на хранение на определенных условиях, с целью извлечения прибыли.

С конца 2012 года в группе компании ООО «Татнефть-РемСервис» было принято решение о заключении соглашений с Банками на размещение временно свободных денежных средств, до этого момента свободные денежные средства не использовались и лежали в ожидании необходимости. На сегодняшний день соглашения заключены с крупнейшими банками такими как: Сбербанк, Акбарс Банк, Девон Кредит, ВТБ, Уральский Банк Реконструкции и Развития, Райффайзенбанк, Zenit, Газпромбанк. Перечень данных банков рекомендуется «ТаграС-Холдингом», на основании их рекомендации заключаются соглашения на размещение денежных средств.

Процесс размещения денежных средств на сегодняшний день очень сложный. Сложность заключается в том, чтобы узнать самый оптимальный (выгодный) процент на привлечение у банков необходимо их всех обзвонить, сообщить желаемую сумму к размещению и после этого предоставляется процентная ставка от банка. Так как все банки заинтересованы получить прибыль, и привлечь наибольшее количество денег для своего размещения, между банками возникает конкурентная борьба. В связи с этим процентная ставка в течение дня до момента заключения сделки меняется много раз. На уточнение и телефонные переговоры в течение дня затрачивается большое количество времени. Отделом финансового планирования и расчетов была составлена карта потока создания ценности и выявлено, что на данный процесс в течение суток затрачивается 240 минут времени, из них ценность приносят только 73 минуты.

Проанализировав данную работу и учитывая, что размещение на депозит производится на ежедневной основе было принято решение автоматизировать данный процесс.

Для автоматизации процесса необходимо создать модуль, площадку для проведения торгов. Идея заключается в следующем: сотрудник отдела финансового планирования и расчетов размещает исходную информацию (сумма к размещению и срок), а банки между собой определяют, на основе торгов (аукциона) предлагая свои ставки, кому «уйдут» временно свободные денежные средства. Торги будут ограничены во времени и в 13-00

по мск ставки больше не принимаются и принимается решение о размещении денежных средств.

С целью минимизации рисков ставки ранжируются по возрастанию, и сумма размещается в три разных банка в соотношении: за первое место - 50%, второе место - 30%, третье место - 20% .

В качестве исполнителя данного проекта, программы предлагаю компанию Татинтек. В данную компанию было направлено техническое задание на разработку данной площадки. Рассмотрев данное предложение Татинтек выразил свое согласие, и свои трудозатраты оценили в сумме 983 802 руб. без НДС. Проанализировав технико-коммерческое предложение (ТКП) я обратился в ООО «ТаграС-Холдинг» с целью тиражирования данной идеи и использования программы по всему холдингу. При положительном решении данного вопроса затраты на 1 компанию составят 75 677,08 рублей без НДС (13 УК по всему холдингу).

Экономический эффект от внедрения составит:

Наименование показателя	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения
Потери времени на размещение денежных средств в день	мин	240	73
Затраты на з/п сотрудника в день за 167 минут работы, с соц. Страхов в день	Руб.	731,47	-
Техническое обеспечение электронной торговой площадки, за 1 сделку	Руб.	-	400,00
Затраты на телефон, в день	Руб.	51,48	-
ИТОГО затрат в день	Руб.	782,95	400,00
Всего затрат в год (243 раб. дня)	Руб.	190 256,85	97 200,00
Затраты на реализацию проекта в первый год, с НДС	Руб.	-	89 298,95
Итого экономический эффект в первый год	Руб.	190 256,85	186 498,95

Помимо этого мы получим прозрачную систему выбора банков, и вероятность получить лучшую процентную ставку на размещение и соответственно большую прибыль от размещения временно свободных денежных средств.

Бенчмаркинг – как инструмент управления эффективностью РСС ПАО «Татнефть»

Р.А. Нестерова (УРНиН ПАО «Татнефть»)

Менеджмент эффективности сегодня становится одним из серьезных направлений развития науки и практики управления. Управлять эффективностью организации – означает вовремя избегать опасных точек в развитии, острых кризисов, быть на плаву за

счет достижения оптимальности в решениях и используемых ресурсах. Один из сложных и дискуссионных вопросов при этом – оценка и анализ эффективности процесса управления как такового. В последнее время все чаще в этой связи упоминается такой инструмент управления эффективностью, как бенчмаркинг, а его технологии непосредственно видятся как способ повышения эффективности и конкурентоспособности предприятий в условиях растущей конкуренции.

Бенчмаркинг, прежде всего, связан с системой управления качеством и управлением изменениями, оптимизацией бизнес-процессов. Бенчмаркинг – это управленческая технология, основанная на эталонном сопоставлении объектов управления и выявлении «точек разрыва» между сравниваемыми параметрами объекта/процесса.

В рамках бенчмаркинга РСС ПАО "Татнефть" был выбран внутренний вид бенчмаркинга по модели Деминга, включающий в себя четыре этапа: «планируй, измеряй, анализируй и внедряй». Было проведено сравнение филиалов сети АЗС ПАО "Татнефть" по ранее определенному перечню КПЭ за 2013 год. База показателей для исследования была сформирована на основе данных из информационных систем Инфо-Ойл, единая учетная система (ЕУС), а также данных из паспортов АЗС и пр.

Данные для анализа были скомпонованы в группы в соответствии с изучаемым показателем. Так, например, АЗС филиалов были разделены на группы по форматам:

- челночный,
- транзитный,
- спальный,
- смешанный,
- формата АГЗС и ПЗС.

В ходе исследования были изучены объем реализации, средние цены реализации, сопутствующий бизнес и прямые операционные расходы по указанным форматам, по результатам изучения были сформированы рекомендации для дальнейшего развития сети АЗС, а также для более глубокого изучения сети АЗС.

Проведенный бенчмаркинг по филиалам позволил дать рекомендации по следующим направлениям:

1. Дезинвестирование. Рост прибыли невозможен без увеличения объема продаж. Однако из-за неоднородности сети АЗС ПАО "Татнефть" 20% лучших АЗС приносят 43% продаж, а 20% худших АЗС (АЗС с проливом менее 3,5 м³ в сутки) вносят лишь 5% в общий объем продаж АЗС. Поэтому одной из рекомендаций будет дезинвестирование убыточных, низкоэффективных и бесперспективных АЗС.

2. Целенаправленная инвестиционная деятельность. Форматы АЗС с наибольшим объемом реализации (челночный и транзитный) занимают небольшую долю. АЗС с торговым залом (АЗС, где есть магазин и/или кафе) стабильно показывают лучшие

результаты (в среднем плюс 43% к среднесуточному проливу), чем АЗС без торгового зала. Изменение структуры форматов возможно только в результате целенаправленной инвестиционной деятельности (строительство, покупка, дезинвестирование) и перестроения торгового предложения.

3. Ввод брендированного топлива. Повышение доверия к бренду возможно с вводом брендированного топлива, например ДТ "Танеко". Наличие бренда с высокой узнаваемостью и степенью доверия к качеству продукции способствует увеличению объема продаж.

4. Ввод новой программы лояльности. По структуре клиентов РСС различается по РБЕ и филиалам. Доминирующей группой клиентов для всех филиалов, за исключением Альметьевского и Бавлинского, являются физические лица. В Альметьевском и Бавлинском филиалах значительные объемы продаж осуществляются клиентам-предприятиям ГК "Татнефть", а доля физических лиц в проливе ниже, чем средняя по АЗС Татнефти. При этом программа лояльности развита слабо. Если рассматривать программы лояльности других компаний, то можно утверждать, что потенциал РСС ПАО "Татнефть" по сравнению с бенчмарками других ВИНК недоиспользован. Косвенно это подтверждается и низкими объемами средней заправки. Поэтому новая программа лояльности должна стать эффективным инструментом повышения объемов продаж и доверия к бренду.

Гибкая ценовая политика. Дифференцированная ценовая политика по видам топлива, учитывающая территориальную специфику, в т.ч. в части конкурентного окружения, и направленная на повышение суммарной розничной маржи при оптимальном соотношении «цена / объем продаж».

Бенчмаркинг как инструмент развития конкурентных преимуществ на примере себестоимости 1 бригадо-часа

А.Р. Байкина, В.А. Иванова (ООО «ТаграС-РемСервис»)

Бенчмаркинг – это искусство нахождения или выявления того, что другие делают лучше всех, с последующим изучением, усовершенствованием и применением чужих методов работы.

Основные цели бенчмаркинга:

1. Определение конкурентоспособности компании и ее слабых сторон;
2. Осознание необходимых изменений;
3. Отбор идей по кардинальному улучшению процессов;
4. Выявление наилучших приемов работы для компаний данного типа;

5. Разработка инновационных подходов к совершенствованию бизнес-процессов;
6. Постановка долгосрочных целевых показателей качества работы, значительно превосходящих текущие.

Выделяются следующие основные принципы бенчмаркинга:

1. Взаимность

2. Аналогия

3. Измерение

4. Достоверность

Выделяют следующие виды бенчмаркинга:

- Внутренний бенчмаркинг;
- Конкурентный бенчмаркинг;
- Функциональный бенчмаркинг;
- Общий бенчмаркинг.

При проведении бенчмаркинга выделяют несколько этапов.

1. Определение объекта бенчмаркинга.
2. Выбор партнера по бенчмаркингу.
3. Поиск информации.
4. Анализ.
5. Внедрение.

В данной работе в качестве объекта проведения бенчмаркинга было выбрано – затраты на содержание бригады Предприятия №1, Предприятия №2 и Предприятия №3. Для того, чтобы показать затраты на содержание бригады в сопоставимом виде, их привели к удельному показателю на 1 бригадо/час.

Затраты на содержание бригады разделили по следующий основным блокам: заработная плата, вахтовые перевозки, услуги подъемников и накладные затраты. На данном слайде визуально показано сравнение затрат на содержание бригады на 1 бригадо/час. Столбики, окрашенные красным цветом – обозначают наихудший показатель, желтые столбики – средний показатель, и зеленые столбики - наилучший вариант.

Проведя сравнительный анализ по каждой статье затрат, было выявлено что наибольшие затраты на содержание бригады составили на предприятии №3, за счет высоких затрат на содержание оборудования, а именно в части прокатного оборудования.

Предприятие №1 находится в средней зоне, несмотря на то, что у них наименьшие накладные затраты.

Предприятие №2 показало наименьшие затраты на 1 бр/час, что показывает эффективную работу предприятия по оптимизации затрат по группе компаний ООО «ТаграС-РемСервис» по виду деятельности ТКРС.

После проведения сравнительного анализа затрат по трем предприятиям, было смоделировано, что предприятия по каждой статье затрат достигло «лучшие практики» своего партнера по бенчмаркингу, и за счет этого, все затраты были приведены в зеленую зону.

Условный экономический эффект от бенчмаркинга представлен в таблице.

Таблица 1

Изменение себестоимости 1 бр/часа от приведения затрат к «лучшему варианту»

№ п/п	Показатель	Откл.
1.	Себестоимость 1 бр/часа Предприятия №1	- 12,8%
2.	Себестоимость 1 бр/часа Предприятия №2	- 11,5%
3.	Себестоимость 1 бр/часа Предприятия №3	- 20,4%

Поиск и внедрение новых инвестиционных и технических решений для повышения экономической эффективности сервисной деятельности (на примере сервиса электрохимической защиты)

А.В. Еланский, Е.Н. Алаев (ООО «Татинтек»)

Одной из серьезных проблем в ООО «ТатАвтоматизация» в течение последних несколько лет, является отрицательный финансово – экономический результат деятельности по сервису электрохимической защиты (ЭХЗ). Сервис подразумевает бурение, установку и обслуживание анодных заземлителей, а так же позволяет осуществлять защиту от коррозии металлов, вызываемую действием передвижных токов, тем самым продлевать срок эксплуатации технологического оборудования.

В текущих условиях, направление электрохимической защиты является неконкурентоспособным и убыточным.

Многие тендеры были проиграны из-за неконкурентоспособных цен, необходимых для покрытия прогрессирующих затрат. В итоге, это привело к снижению объемов в 2014 году и дополнительным ухудшением финансово – экономических результатов.

Исходя из этой ситуации, была создана группа специалистов, которая провела анализ деятельности данного сервиса. Результатом работы группы является выявление проблемных зон в работе сервиса ЭХЗ.

Основным направлением оптимизации, были определены транспортные затраты. Анализ транспортных затрат показал, что наибольшие затраты данного сервиса составляет буровая установка УРБ – 2А2Д на базе шасси КамАЗ 43101. Специалисты пришли к выводу, что, в целях улучшения финансово-экономических показателей деятельности сервиса ЭХЗ необходимо оптимизировать затраты на буровую установку.

Одним из предложений было отказаться от дорогостоящей УРБ – 2А2Д, заменив его мобильной буровой установкой, которую предлагается приобрести в рамках собственных инвестиций. Для подготовки инвестиционного проекта, данный вопрос был изучен более подробно.

Рассмотрев технические характеристики буровых установок, группа специалистов пришла к выводу, что наиболее оптимальным вариантом для замены УРБ – 2А2Д подходит буровая установка SINOVO ХУТ – 2В (Рис.1).



Это буровая установка китайского производства Beijing SINOVO International, фиксирующиеся на прицепе, где устанавливается все необходимое оборудование.

В первую очередь установка применяется для алмазного бурения, бурения на твердой поверхности, разведочного бурения, бурения скважин и бурения под воду.

Анализ показал, что установка SINOVO ХУТ – 2В превосходит УРБ – 2А2Д по техническим параметрам. За рабочую смену, установка способна пробурить скважину для ЭХЗ глубиной 60 метров и опустить в нее колонну труб, а затем в эту колонну опустить сердечник из труб такой же длины, соединенных сваркой.

Экономическая эффективность от внедрения

Стоимость установки, включая таможенные сборы, доставку и страхование, составляет 3 642 тыс. руб. По расчету, срок окупаемости буровой установки составляет 3,7 лет, ЧДД – 1 585 тыс. руб., а индекс доходности затрат – 1,4.

Проведя сопоставление транспортных затрат до и после замены буровой установки УРБ – 2А2Д на SINOVO ХУТ – 2В на примере 2013 и 2014 года при одинаковых эксплуатационных показателях, происходит снижение транспортных затрат на 27,83% и

35,42% соответственно. После приобретения буровой установки для оказания услуг электрохимической защиты при одинаковых эксплуатационных показателях, транспортные затраты сократятся за счет того, что предприятие полностью откажется от предоставляемой в аренду УРБ – 2А2Д в пользу SINOVO XYT – 2В, которая будет находиться в собственности ООО «ТатАвтоматизация».

Внедрение буровой установки позволяет предлагать более конкурентоспособные цены и наращивать объемы выручки, а также повысит экономическую эффективность работы сервиса ЭХЗ за счет снижения транспортных затрат, так как установка будет приобретена и находиться в собственности ООО «ТатАвтоматизация».

Усовершенствование существующей системы учета затрат на базе платформы SAP R/3 для целей экономического анализа в разрезе объектов ЦКПиПН

Э.Т. Ибрагимова (НГДУ "Лениногорскнефть")

На сегодняшний день на балансе ЦКПиПН находится 9 объектов и 1 узел учета нефти. Ведение учёта затрат в программе SAP R/3 осуществляется по технологическим процессам цеха.

Для принятия экономически взвешенных управленческих решений в рамках объектов цеха необходима информация по затратам каждого объекта в отдельности. Однако учет затрат в программе SAP R/3 не позволяет отследить затраты по каждому объекту цеха. В данной работе мной предлагается мероприятие, внедрение которого позволит автоматизировать процесс сбора и получения максимально точной фактической сметы затрат объектов ЦКПиПН.

В программном комплексе SAP R/3 учёт затрат осуществляется в системе «TNS (продуктив)».

Существующая на данный момент система аналитического учёта себестоимости продукции является многоуровневой. Все затраты на производство продукции, отраженные в учетной системе НГДУ на основании первичных документов, как правило привязаны к 1-му уровню места возникновения затрат. Среди затрат I уровня выделяются МВЗ следующих групп: трудовых ресурсов; основных средств и прочих расходов;

На 2-м уровне затраты 1-го уровня собираются по технологическим процессам цеха.

На 3-м уровне осуществляется полное формирование калькуляций технологических процессов цеха.

Недостатками существующего метода учета затрат в программе SAP R/3 является:

- Разделение затрат объектов, объединенных под одним кодом MB3 технологического процесса, вручную;

- Возможны неточности при разделении затрат объектов вручную;

- Длителен и трудоемок процесс разделения затрат объектов цеха;

- Отсутствие возможности для оперативного принятия экономически взвешенных управленческих решений в рамках объектов цеха.

Для решения проблемы учета затрат по каждому объекту цеха объединенным под одним кодом MB3 технологического процесса предлагаю усовершенствовать существующую систему аналитического учета в программе Sap R/3 путем внедрения в систему - учет затрат по ЦКПиПН в разрезе объектов цеха.

Для этого необходимо разработать место возникновения затрат 1-го уровня по каждому объекту ЦКПиПН в разрезе трудовых ресурсов, основных средств, прочих расходов.

Так, к примеру, под одним MB3 «Перекачка Предварительная подготовка Высоко Сернистой нефти» объединены 2 объекта:

- Объект №1 и Объект №2.

Соответственно для того, чтобы выделить затраты этих двух объектов необходимо разработать дополнительные MB3 для каждого объекта в разрезе трудовых, основных и прочих расходов.

Аналогичным способом разделяем остальные объекты объединенные под одним кодом MB3.

Разработка мест возникновения затрат 1-го уровня для каждого объекта цеха в разрезе трудовых ресурсов, основных средств, прочих расходов позволит затратам с 1-го уровня сгруппировываться на 2-м уровне в объекты ЦКПиПН. Так затраты объектов: Объект №1, Объект №2, Объект №3, Объект №4, Объект №5 и 5 объектов занимающихся подготовкой сточной воды будут видны в отдельности от каждого объекта.

При этом затраты 2-го уровня будут закрываться на технологические процессы на 3-м, что позволит соблюдение требований единой методологии аналитического учёта себестоимости продукции (работ, услуг) основного и вспомогательного производства в нефтегазодобывающих управлениях ПАО "Татнефть".

В соответствии с предложенной структурой затрат, специалистами ЗАО «Энерджи – Консалтинг» было разработано техническое решение.

Внедрение данного предложения позволит:

- Получить максимально точную смету затрат в разрезе объектов цеха не нарушая требований единой методологии аналитического учета себестоимости продукции (работ,

услуг) основного и вспомогательного производства в нефтегазодобывающих управлениях ПАО "Татнефть";

- Оперативно получать смету затрат по объектам цеха;
- Более эффективно использовать рабочее время на мониторинг, анализ и контроль затрат по каждому объекту;
- Более полно изучить факторы и выявить резервы повышения эффективности работы объектов цеха.

Повышение экономической эффективности компании за счет организации раздельного учета затрат

Л.Д. Салахова (ООО «Таграс-ЭнергоСервис»), А.Н. Абрамов (ПАО "Татнефть")

Актуальность проведенного исследования обусловлена необходимостью детального анализа финансовых результатов выполнения работ, оказания услуг на предприятиях сервисной управляющей компании. В соответствии с этим принято решение о переходе на раздельный учет затрат в разрезе заказчиков и заключенных договоров.

Построенная система ведения раздельного учета договоров предприятия основана на определении конечного исполнителя работ из числа дочерних обществ и прочих субподрядных организаций. По каждому из исполнителей ведется учет в разрезе заказчиков услуг (структурные подразделения и ДЗО ПАО "Татнефть", сервисные управляющие компании, сторонние организации), а также договоров и видов деятельности. Отправной точкой системы кодирования является структурное подразделение исполнителя работ (бригада, котельная).

Процесс кодировки осуществляется по иерархическому признаку. На первом уровне указывается шифр общества. На втором выделяется заказчик услуг. Далее, справочно, приводится информация о договорах генерального подряда и субподряда. Затем указывается вид деятельности и выделяется конкретный исполнитель работ, выполняющий работы.

С целью мониторинга эффективности внедренной системы раздельного учета затрат совместно со специалистами бухгалтерской службы на базе программного комплекса «1С:УПП» разработаны автоматизированные отчетные формы:

- «Отчет по эффективности рабочих мест».
- «Отчет по эффективности доходных договоров».

Результаты перехода на раздельный учет затрат в разрезе заказчиков:

1. Разработка единой системы кодирования подразделений с присвоением нумерации цехам, участкам, бригадам по каждому дочернему обществу, единый порядок шифрования номенклатурных групп.

2. Снижение трудоемкости процесса сбора первичной информации. Экономия рабочего времени в месяц составляет 210 минут. Годовой экономический эффект от снижения трудоемкости и высвобождения рабочего времени для целей повышения производительности труда равен 330 тыс. рублей.

3. Разработанные отчетные формы позволяют получать оперативную информацию для принятия эффективных управленческих решений и воздействия на конкретных ответственных лиц. Первичная оценка эффективности доходных договоров сервисной управляющей компании по результатам перехода на отдельный учет показала, что общее количество договоров за I квартал 2014 г. составляет 429 штук, из них 35% являются нерентабельными. Причины нерентабельности:

- неправильное распределение ресурсов в разрезе доходных договоров;
- неправильное шифрование первичных документов;
- возникновение затрат, непокрываемых доходом, чего с 2014 года в связи с отменой Регламента по промежуточным актам быть не должно;
- превышение фактических затрат над оплачиваемыми по договору.

Введение данной системы позволяет контролировать затраты и рентабельность в разрезе каждого договора. Например, договор с ОАО «Акмай» был неэффективный. С помощью реализованной системы отдельного учета затрат было выявлено превышение по затратам на транспорт: заказчик оплачивал 2 часа работы грузового транспорта, по факту грузовой транспорт работал 5 часов. Отделом экономического планирования и анализа было дано поручение ответственным лицам привести фактические затраты в соответствие с Перечнем регламентированных работ, выполняемых в ходе сервисного обслуживания по данному договору. В результате своевременного контроля плановая рентабельность по данному договору была достигнута. Таким образом, к концу 2014 года количество нерентабельных договоров снизилось на 18%.

Считаю необходимым и целесообразным тиражирование данного опыта на предприятия производственной группы ПАО "Татнефть", поскольку возможно появление нового опыта для дальнейшей оптимизации и повышения эффективности работы системы ведения учета затрат на предприятии.

Развитие стратегии импортозамещения для повышения финансовой устойчивости и эффективности деятельности группы компаний «Татнефть»

М.В. Яковлева (НИС ПАО "Татнефть")

В условиях ухудшения макроэкономических параметров в 2015 г. (рост курса иностранных валют, падение цен на нефть, инфляционный рост) предприятия России вынуждены применять компенсационные и оптимизационные меры для сохранения запланированных показателей финансово-хозяйственной деятельности. В этих условиях Правительство РФ ставит задачу перестроения экономической модели развития в долгосрочной перспективе и перехода на импортозамещение технологий в ключевых отраслях промышленности. Политика импортозамещения импортозамещения в первую очередь охватывает нефтегазовую промышленность и является актуальным и стратегически важным направлением развития нефтяных компаний не только в кризисной ситуации, но и в период стабилизации цен и выравнивания курса рубля.

Группа компаний «Татнефть» осуществляет операции в иностранной валюте, связанные с экспортом продукции (нефти, нефтепродуктов, газопродуктов и др.), реализацией зарубежных проектов, закупкой импортного оборудования, материалов, услуг, привлечением и размещением средств в валюте. Валютный баланс предприятий группы «Татнефть» на 2015 год сформирован при следующих ценовых параметрах (базовые условия): среднегодовая цена нефти Urals 100\$ за баррель, курс доллара 37 руб.

В условиях снижения мировых цен на нефть, колебания курса иностранных валют, инфляционного роста происходит изменение показателей финансово-хозяйственной деятельности компании «Татнефть»: снижение ожидаемой выручки и удорожание валютных обязательств. По оценке в уточненных условиях на начало 2015 г. прогноз валютного баланса под действием внешних факторов ухудшился на 65%. В связи с этим в ПАО "Татнефть" принято решение о разработке программы импортозамещения.

Основная цель программы заключается в построении эффективного и результативного сотрудничества с производителями оборудования и материалов для нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности для реализации задач повышения эффективности производственной деятельности и финансовой устойчивости Компании.

Развитие стратегии импортозамещения в группе «Татнефть» предусматривает несколько направлений:

1. мероприятия по импортозамещению продукции, материалов, оборудования и т.п.;

2. сокращение валютных расходов, связанных с использованием услуг и займов в иностранной валюте;

4. повышение эффективности реализации нефти, нефте- и газопродуктов на экспорт за счет выбора направлений реализации, а также выпуска новых видов продукции;

5. расширение существующих зарубежных проектов и контрактов.

В краткосрочном периоде (2015-2016 гг.) планируется реализация первого из направлений в основных сегментах деятельности группы компаний – добыча нефти, бурение, ремонт скважин, газопереработка, нефтеперерабатывающий и нефтехимический комплексы. С этой целью проведены работы по поиску альтернативных производителей и поставщиков необходимого нефтегазового оборудования, запасных частей, реагентов для нефтепереработки и нефтехимии; организована подготовка технической документации и испытание опытных образцов для последующего ввода «аналогов» в эксплуатацию.

Прогнозная сумма экономии от мероприятий по импортозамещению составляет более 1,7 млрд. руб. за 2015 г. Положительный экономический эффект от их реализации выражается также в снижении валютных рисков Компании и поддержании баланса валютных поступлений и обязательств (рис. 1).

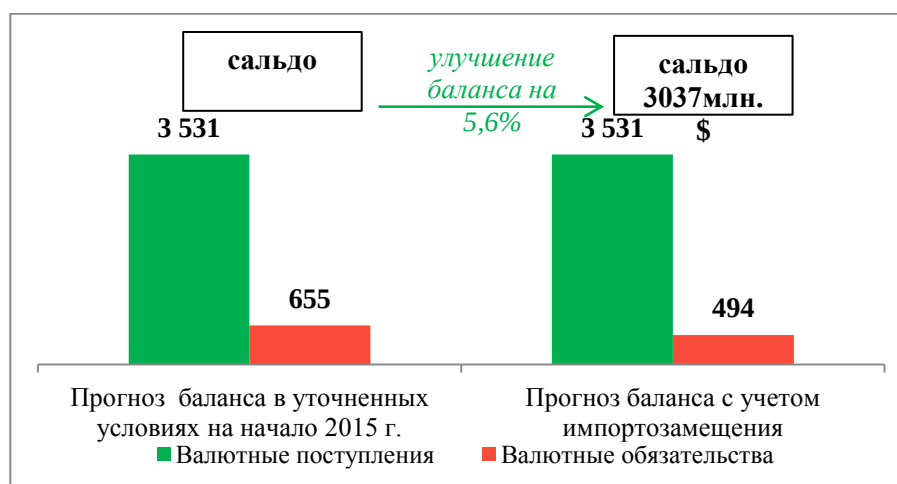


Рис. 1. Изменение валютного баланса по группе компаний «Татнефть» под влиянием мероприятий импортозамещения в 2015 г.

Кроме того, внедрение импортозамещающих мер сопровождается модернизацией производства, реализацией научно-технического потенциала предприятий, повышением конкурентоспособности продукции.

Таким образом, переход Компании на модель развития с учетом стратегии импортозамещения позволит эффективно использовать внутренние источники роста для повышения эффективности деятельности.

Применение налоговых льгот, связанных с энергетической эффективностью, в организации

А.Р. Фаскеев (ОАО «ТАНЕКО»)

В условиях современной экономики вопрос повышения энергетической эффективности становится все более актуальным, так как он позволяет значительно сократить расходы при осуществлении производственной деятельности. Более того, наличие системы идентификации и классификации оборудования по критериям энергетической эффективности может позволить также сэкономить на налоговых выплатах.

Так, в соответствии с налоговым законодательством повышение энергетической эффективности позволит:

- освободить от налога на имущество организации по вновь введенным основным средствам, имеющим высокую энергетическую эффективность (п. 21 ст. 381 НК РФ);
- применять ускоренную амортизацию к основным средствам, имеющую высокую энергетическую эффективность (п.п. 4 п. 1 ст. 259.3 НК РФ).

Указанные льготы по энергетической эффективности применимы к основным средствам, введенным в эксплуатацию после 01.01.2012г. (срок действия льготы составляет 3 года). Перечень объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность утвержден Постановлением Правительства РФ № 308 от 16.04.2012 г.

Вместе с тем особенностью данного документа является необходимость проведения расчета индикатора энергетической эффективности (ИЭЭФ), который не указан в технической документации. Учитывая, что порядок расчета ИЭЭФ законодательством не предусмотрен, на практике возникают значительные сложности с его расчетом и обоснованием.

Исходя из вышеизложенного, к основным проблемам применения налоговых льгот по энергетической эффективности можно отнести:

- 1) отсутствие технической документации по расчету ИЭЭФ от производителя;
- 2) отсутствие возможности налогоплательщику самостоятельно рассчитать ИЭЭФ.

Для решения данных проблем необходимо:

- рассмотреть возможность о закреплении в договорах купли-продажи основных средств обязанности производителя по предоставлению расчета ИЭЭФ и технической документации к нему;
- привлечение специализированной организации для расчёта ИЭЭФ и созданию необходимой для её обоснования технической документации.

По состоянию на 31.12.2014 г. на балансе организации имеется более 10 тысяч основных средств, введенных в эксплуатацию после 01.01.2012 г. на общую сумму 95 млрд. руб. Часть из них, а именно 2 637 объекта основных средств на общую сумму 11 млрд. руб. потенциально соответствует критериям энергетической эффективности (код ОКОФ), установленным Постановлением Правительства РФ №308 от 16.04.2012 г.

Для минимизации налоговых рисков для расчета ИЭЭФ по вышеуказанным основным средствам целесообразно привлечение специализированной организации.

К таким специализированным организациям можно отнести различные исследовательские предприятия и институты в области энергетики, задачей которых будет разработка и создание методики расчета ИЭЭФ, а также подготовка необходимой для обоснования технической документации.

Расходы предприятия для привлечения подобных организаций могут составить:

1) 10000 руб. - 13000 руб. за каждый уникальный объект (расчет ИЭЭФ, подготовка документации).

2) 10% - 15% от суммы возвращенных (зачтенных) налогов.

Экономический эффект от применения налоговых льгот по энергетической эффективности состоит из 2 частей:

1) уменьшение налога на прибыль организации от применения ускоренной амортизации (коэффициент 2) может составить примерно за 2012г. - 26 415 тыс. руб., за 2013г. - 93 379 тыс. руб., за 2014г. - 92 393 тыс. руб., то есть всего 212 187 тыс. руб. за период 2012г. - 2014г.

2) уменьшение налога на имущество организации от применения налоговой льготы может составить примерно: за 2012 г. – 16 663 тыс. руб., за 2013 г. - 59 153 тыс. руб., за 2014 г. – 191 109 тыс. руб., то есть всего 266 925 тыс. руб. за период 2012- 2014 гг.

Нужно отметить, что получение вышеуказанного экономического эффекта является наилучшим сценарием при условии, что все рассчитанные ИЭЭФ по выделенным объектам войдут в индикаторный диапазон, установленный Постановлением Правительства РФ № 308 от 16.04.2012г.

Повышение эффективности Программы по совершенствованию системы ППД путем бизнес-проектирования

Е.В. Савельева, Е.Н. Фролова (НГДУ «Джалильнефть»)

Система ППД - основной рычаг в добыче нефти, потому на данном этапе разработки месторождений ее реконструкция является одним из актуальных вопросов

производственной деятельности. В последние десятилетия ПАО "Татнефть" вкладывает значительные средства в модернизацию комплекса системы поддержания пластового давления (ППД). Поэтому проблема эффективного использования инвестиций на совершенствование системы ППД всегда актуальна.

Цель работы – разработка методики оптимальной оценки Программы по совершенствованию системы ППД для повышения эффективности ее планирования и финансирования, а также поддержания базовой добычи нефти.

В рамках Программы по совершенствованию системы ППД 2013-2014гг. НГДУ выделено 163,8 млн.руб. Завершено и введено в эксплуатацию 6 объектов. Их реализация была осуществлена благодаря централизованному выделению значительных объемов финансирования в течение ряда лет. Мониторинг выполнения программы совершенствования системы ППД за 2013-2014гг. подтверждает ее эффективность. Перевыполнение плана по добыче нефти составило 58%, по оптимизации эксплуатационных затрат – 26 %.

Плановые показатели достигнуты. Динамичное развитие и совершенствование системы ППД продолжается. В 2015г. планируется получить 23,3 тыс.тонн нефти, при этом экономия эксплуатационных затрат должна составить 13,9 млн.руб.

ЧДД на срок эффекта по объектам, введенным в эксплуатацию (подлежащим мониторингу), на 01.01.2015г. составил 775 млн.руб. при плане – 715 млн.руб., индекс доходности – 1,741 при плане – 1,709, средний срок окупаемости – 1,8 лет при плане – 2,5 года. По объектам, на данный момент не обеспеченным финансированием в полном объеме, плановый ЧДД составит 150 млн.руб. на срок эффекта. Средний индекс доходности – 1,408, срок окупаемости с начала финансирования – 6,1 лет.

С 2013г. в ПАО "Татнефть" ведутся массовые работы, связанные с разработкой и расчетами бизнес-проектов по объектам разработки с целью их комплексной оценки и оптимизации.

С целью создания мобильной системы ППД на участке разрабатываемой площади и осуществления ее комплексной оценки мы предлагаем на этапе планирования проецировать мероприятия на бизнес-проект объекта разработки. Это позволит увидеть наиболее реальный эффект от мероприятий по совершенствованию системы ППД на объекте разработки. При этом необходимо обеспечить централизованное финансирование по комплексу мероприятий, реализуемых на данном участке.

Рассмотрим предлагаемую методику на примере проекта, где в рамках программы ППД планируется проведение 12 КРС на поддержание базовой добычи нефти и

реализация поименованного объекта "Организация заводнения по технологии МСП". Суммарный объем инвестиций составит 63 млн.руб.

Согласно расчета получены: чистый дисконтированный доход за расчетный период составил 204 млн.руб., индекс доходности - 1,1, срок окупаемости проекта – 3,1 года. В результате применения данной методики была получена дополнительная добыча нефти в объеме 38 тыс.т. на срок эффекта.

Принципиальным отличием методики планирования и оценки путем бизнес-проектирования является то, что бизнес проекты содержат в себе данные по остаточным запасам, прогноз базовой добычи нефти и план по количеству ГТМ до 2030 года, все это позволяет получить объемное представление о потенциальных возможностях объекта разработки и грамотно спланировать систему ППД на данном участке, тем самым повысив эффективность разрабатываемого участка в целом.

Преимущества данной методики в том, что планирование комплекса мероприятий путем бизнес-проектирования: обеспечит возможность выполнения плановых показателей разработки по данной площади; усовершенствует систему воздействия на остаточные запасы методом заводнения; позволит создать оптимальную систему воздействия на остаточные запасы нефти; сократит сроки реализации мероприятий за счет их централизованного финансирования.

Применение методики оценки и финансирования Программы по совершенствованию системы ППД путем бизнес-проектирования позволило: производить комплексную оценку мероприятий по ППД на объекте разработки; объективно оценивать эффективность вложенных средств; повысить эффективность Программы ППД; поддерживать базовый объем добычи нефти с минимальными затратами.

Данная методика применима не только в масштабе нашего НГДУ, но и в целом во всех структурных подразделениях ПАО "Татнефть".

Автоматизация как инструмент повышения эффективности предоставления статистической отчетности

Д.Н. Халиуллина, Р.Ю. Курамин (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день по НГДУ «Елховнефть» насчитывается 42 статистических отчета. Из них: 13 выполняет планово-экономический отдел НГДУ «Елховнефть», 6 – служба по борьбе с коррозией и охраны природы, 5 – отдел оплаты труда и заработной платы, 4 – технический отдел и 10 - остальные отделы. Из них квартальных - 6, месячных – 11, полугодовых - 1, ежегодных - 24. Выполнение данных статотчетностей занимает 15%

от основного рабочего времени специалистов НГДУ. По поручению генерального директора ПАО "Татнефть", а также в целях повышения производительности труда работников в 2014 году было принято решение открыть пилотный проект на базе НГДУ «Елховнефть». В качестве промышленно-опытного образца был выбран отчет П-1, как наиболее объемный и содержательный. Информация для статистического отчета П-1 собиралась и обрабатывалась в ручном режиме из нескольких производственных и бухгалтерских программ и отчетов. П-1 содержит большой объем информации и времени, который базируется исходя из других отчетов. Это ведет к вероятности ошибки при сборе информации вручную. После проверки отчета, иногда требуется время на переделку отчета. Также, согласование и представление отчета П-1 в статистическое управление производится нарочно на бумажном носителе.

В целях повышения эффективности предоставления данного стат. отчета было предложено автоматизировать сбор, обработку, консолидацию и передачу в государственные органы статистического отчета П-1 НГДУ. Информация будет формироваться, согласовываться в системе, это поможет исключить ошибки в отчете и сократить потери времени. Совместно с планово-экономическим отделом НГДУ «Елховнефть», работниками ООО «ТатАСУ» и УРНИН был сформирован паспорт показателей выгрузки отчета автоматизированным способом (Алгоритм формирования статистического отчета П-1 «Сведения о производстве товаров и услуг»). Для решения задач сбора государственной статистической отчетности, форма реализована в КИС «Статотчетность». Использование КИС «Статотчетность» приведет к снижению трудозатрат и оптимизации информационного взаимодействия участников этих процессов.

Автоматизация отчета П-1 в НГДУ «Елховнефть» велась следующим образом:

I. Подготовительный этап:

1. Создание паспорта формирования отчета в ручном режиме.
2. Создание алгоритма показателей выгрузки с УСОИ, SAP R3, КИС "Татнефть-Нефтедобыча".
3. Анализ данных материала совместно с соответствующими службами, ответственными за формирование и сдачу отчета П-1 на корректность алгоритма формирования показателей касательно НГДУ «Елховнефть».
4. Формирование по НГДУ «Елховнефть» Паспорта показателей, включающего источники поступления, алгоритмы автоматизации.
5. Создание таблицы соответствия кодов ОКВЭД, ОКУН и SAP-R3.
6. Встреча работников НГДУ «ЕН» и специалистами ООО «ТатАСУ» с целью разъяснения и уточнения алгоритмов автоматизации.

7. Внесение предложений по совершенствованию формирования статотчетностей, отчета П1.

8. Для удобства выгрузки из SAP-R3 работниками НГДУ «Елховнефть» было предложено стоимость подготовки и транспортировки нефти на одну тонну нефти утверждать и согласовывать с ННК отдельно по каждому виду работ.

9. Создание программы по паспорту показателей, сформированного НГДУ «Елховнефть».

10. Выгрузка и проверка эталонного отчета П-1 за март месяц НГДУ «Елховнефть» из SAP-R3 (тестирование). После тестирования произведена доработка и внесения корректировок в алгоритм формирования отчета и контрольная выгрузка и проверка эталонного отчета П-1 за март месяц НГДУ «Елховнефть» из SAP-R3.

II. Созданный паспорт показателей был разослан по структурным подразделениям ПАО "Татнефть" и сформирован единый паспорт по ПАО "Татнефть".

Результаты автоматизации процесса представления статистической отчетности по форме П-1:

- Унифицирована методика формирования статистической отчетности
- Повышена достоверность данных;
- Снижение трудозатрат.

С января 2015 года формирование и отправка статистического отчета П-1 в экономическое управление ПАО "Татнефть" осуществляется автоматически.

Выработка оптимальных инвестиционных решений для сохранения рентабельности эксплуатации месторождений

Д.И. Чернова (НГДУ «Ямашнефть»)

В промышленной разработке в НГДУ находятся 9 месторождений. В настоящее время все они находятся на III стадии разработки и характеризуются небольшими размерами, с преобладающей долей трудноизвлекаемых запасов, зональной и послойной неоднородностью, а так же различными геолого-геофизическими свойствами пластов.

Ежегодное естественное падение добычи нефти в НГДУ «Ямашнефть» составляет от 80 до 100 тыс. тн. На протяжении последних 20 лет, оно компенсируется за счет успешной реализации мероприятий по инвестиционной программе. Также это позволяет сдерживать обводненность продукции на уровне 40-43%. Такие результаты во многом были достигнуты за счет грамотного распределения инвестиционных ресурсов и правильного подбора скважин.

В настоящее время в основу выбора скважин-кандидатов для реализации ГТМ, положен принцип отбора наилучших скважин по экономическим показателям. Да, возможно сегодня это позволяет отбирать наиболее эффективные скважины, однако при этом не всегда соблюдаются принципы разработки геологического объекта. Еще одним важным аспектом является систематическое увеличение затрат на проведение работ. В случае переноса выполнения ГТМ на более поздний срок может возникнуть вопрос об экономической целесообразности данных работ в будущем, поскольку в процессе разработки месторождения существующим фондом скважин, неизбежно происходит выработка текущих запасов нефти, вследствие чего снижаются потенциальные дебиты скважин и растут эксплуатационные затраты.

С появлением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) нефти, проблема разобщения продуктивных пластов в скважинах и создания оптимальных условий их выработки во многом была решена, что повлекло за собой увеличение степени нефтеизвлечения и прирост общего дебита по скважине.

Наибольшее количество установок ОРД было внедрено в 2008 году – 49 шт., в этот же год было добыто 95 тыс. тн. нефти. Но в дальнейшем количество скважин, на которых внедрялась технология ОРД, стало снижаться, в виду того, что при формировании инвестпрограммы скважины не достигали показателей, установленных в инвестиционных условиях.

Тем не менее, НГДУ «Ямашнефть» на сегодняшний день остается лидером по использованию ОРД – доля наших скважин составляет 19% от общего числа внедрения по ПАО "Татнефть" (1552 скв.). В настоящее время мы имеем 103 скважины, на которых можно внедрить установки ОРД, и из них только 24 скважины соответствуют инвестиционным условиям (для 1-лифтовой ИДД=1,43, для 2-лифтовой ИДД =1,30). Остальные 79 скважин по своим показателям не удовлетворяют действующим сегодня инвестиционным условиям.

Существующие индексы по направлению ОРД на сегодняшний день отыграли свою полезность и стали причиной ежегодного уменьшения заявляемых скважин-кандидатов в инвестиционную программу НГДУ «Ямашнефть». Для увеличения объемов внедрения ОРД предлагаем рассмотреть возможность снижения ИДДз по данному направлению.

Отправной точной, для определения оптимального значения индекса предлагается рассмотреть бурение одной скважины в текущих условиях.

Согласно проведенным расчетам индекс 1,26 является оптимальным для внедрения технологии ОРЭ 1-лифтовое. Дальнейшее снижение ИДДз в действующих условиях экономически не целесообразно, т.к. снижается эффективность вложения средств.

Корректная оптимизация инвестиционных условий по ОРД позволит расширить область применения рассматриваемой технологии, в дальнейшем вести рентабельную эксплуатацию скважин и залежей, ранее вовлеченных в разработку запасов при сохранении существующей системы разработки, уплотнения скважин без дополнительного бурения, сокращения проектного фонда. Такую экономическую оценку можно провести в целом по всем НГДУ. Естественно, внедрение технологии ОРД не заменит бурение полностью, но экономически обоснованные инвестиционные условия позволят более рационально использовать имеющиеся капитальные вложения и производственный потенциал предприятия.

Таким образом, подводя итоги, можно сделать следующие выводы:

1. Внедрение технологии ОРЭ при равных условиях является наиболее экономически привлекательным, чем бурение одной скважины;
2. По опыту прошлых лет направление ОРЭ является наиболее успешной, что говорит об эффективности и экономической целесообразности данной технологии;
3. Риски, связанные с выполнением инвестиционной программы: риск невыполнения показателей по ОРЭ с большим количеством скважин меньше, чем риск неэффективной скважины по бурению.

Повышение экономической эффективности реализуемых проектов за пределами РТ при применении новых подходов в организации

Ф.Ф. Абдуллин, Ф.Ф. Абдуллин, Хабибуллина Р.Р. (НГДУ «Ямашнефть»)

После передачи функции оператора по внешним проектам в НГДУ «Ямашнефть», специалисты НГДУ начали курировать (2007г) все вопросы производственно-хозяйственной деятельности компаний-недропользователей. Это неоценимый опыт при разработке месторождений, строительстве скважин и объектов производственной инфраструктуры на территориях Самарской, Оренбургской областях и Республики Калмыкии, с разными геолого-техническими условиями. На данный момент по компаниям добыто порядка 2,3 млн.тонн нефти, пробурено 305 тысяч метров горных пород (158скв), построено десятки объектов таких как ННП и УПГ. Так же в компаниях внедряются новые технологии, проводятся опытно-промышленные работы. Однако, современное производство требует внедрения не только новых технологий, но и подходов в организации, позволяющих повышать его эффективность, экономить финансовые и производственные ресурсы. Одним из таких подходов является организация продаж объемов работ или услуг, то есть проведение тендера.

По своей сути — это конкурс предложений на выполнение каких-либо работ или предоставления услуг в различных сферах экономической деятельности. То есть либо заказчик выбирает подрядчика на конкурсной основе, либо производитель подбирает для себя наиболее выгодный бизнес-проект.

В принципе тендерная работа в компаниях – недропользователей велась и ранее, в соответствии со своими внутренними регламентирующими документами, но в связи со сложившейся сложной экономической ситуацией требовалось её дальнейшее совершенствование.

Так, в 2014 году при проведении тендера на проведение работ по строительству поисковой скважины №1 Барьерной площади ЗАО «КалмТатнефть», нами было предложено осуществить тендер с элементом редукциона. Редукцион — это торги со снижением цены.

Проведение такого вида торгов позволило значительно снизить первоначально предложенную цену на выполнение работ подрядной компанией. Пример приведен ниже в таблице №1.

Таблица №1

Результаты редукциона на строительство скважины №1 Барьерной площади
ЗАО«КалмТатнефть» (млн.руб.).

Шаг редукциона		ООО «НьюТекСервисез»	ООО «Интегра- Бурение»	ООО «Газпромбурение»
1		1 621	1 943	1 720
2		1 530	1 620	1 620
3		1 500	1 480	1 600
4		1 480	1 320	1 550
5		1 399		1 500
Окончательное предложение		1 097		1 151
Отклонение от первоначальной стоимости	млн.руб.	524	623	569
	%	32	32	33

Как видно из таблицы, тендер сопровождался достаточно высоким уровнем конкурентной борьбы между подрядными компаниями, при этом сумма предложения была снижена на 32% или на 572 млн.руб. (в среднем).

Учитывая опыт проведенного тендера с буровыми подрядчиками на строительство скважины ЗАО «КалмТатнефть», всем курируемым компаниям – недропользователям было рекомендовано проводить конкурсные процедуры с обязательным элементом редукциона. Опыт работы за последний год показывает – это позволяет снизить, а в

некоторых случаях значительно, цену ранее предложенную претендентами в своих коммерческих предложениях.

Выводы: Тендерные процедуры с проведением редукциона являются серьезным инструментом в оптимизации затрат компаний курируемых НГДУ «Ямашнефть». Это, в свою очередь, позволяет ПАО "Татнефть" направлять денежные средства в другие выгодные проекты, повысив тем самым эффективность капитальных вложений.

Так, согласно выше представленных расчетов по ООО «Татнефть-Самара», экономия затрат по 2015 году составит порядка 6 млн.руб.. А сэкономленные средства по направлению ГТМ, планируется направить на проведение дополнительных мероприятий с дополнительной добычей в 480 тонн нефти.

Повышение эффективности разработки карбонатных отложений за счет выбора оптимальной сетки размещения скважин

В.В. Захарчев (НГДУ «Ямашнефть»)

Значительные запасы нефти месторождений ПАО "Татнефть" сосредоточены в сложнопостроенных, низкопродуктивных залежах карбонатных коллекторов, нефть которых в основном характеризуется высокой вязкостью.

При этом, доля трудноизвлекаемых запасов постоянно растет: если в начальной стадии на долю трудноизвлекаемых запасов приходилось всего 20%, то сейчас она возросла до 80%. Стабилизация добычи нефти в этих условиях возможна только за счет ввода в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Поэтому, в связи с уменьшением добычи нефти по терригенным коллекторам, залежи карбонатных отложений следует рассматривать существенным резервом добычи нефти.

Наиболее актуальным вопросом дальнейшего совершенствования проектирования разработки карбонатных залежей является обоснование выбора оптимальной плотности сетки скважин.

С целью выявления влияния плотности сетки на выработку запасов нефти в НГДУ «Ямашнефть» в 1980-х годах выделены опытные участки башкирского и турнейского яруса, которые разбурены по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 100 м и 200 м.

Следует отметить, что с начала разработки опытных участков башкирского яруса не происходит резкое снижение пластовых давлений, значения средних дебитов по жидкости и нефти не сильно отличаются по сравнению с прошлыми годами. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по опытным участкам намного выше по сравнению с «обычным»

участком башкирского яруса. Таким образом, применение уплотненной сетки позволяет достигнуть стабильные темпы добычи нефти с относительной стабильностью во времени.

Однако, несмотря на то, что геологическая эффективность разработки карбонатных залежей путем уплотнения сетки скважин доказана, это требует значительных капитальных вложений, что при невысоких дебитах новых скважин, вызывает вопросы об экономической целесообразности.

Экономическая эффективность уплотнения сетки значительным образом зависит от возможности оптимизации капитальных расходов на бурение и обустройство скважин.

Для проведения комплексного анализа экономических показателей эксплуатации карбонатных залежей НГДУ «Ямашнефть» при их разбуривании по традиционной или уплотненной сетке скважин, было проведено технико-экономическое обоснование разработки участков Тюгеевского и Березовского месторождений при бурении скважин по сетке 300х300 м., 250х250 м., 200х200 м., 150х150 м. и 100х100 м.

При расчете предусмотрено, что дебит скважин при бурении более редкой сеткой будет несколько выше, чем при разработке участка более плотной сеткой. При этом в вариантах разбуривания указанных участках по сетке 150х150 м. и 100х100 м., предусматривается бурение скважин малого диаметра. Результаты проведенных расчетов по участку Тюгеевского месторождения представлены в таблице №1.

Таблица 1

Сравнительный анализ вариантов разбуривания Тюгеевского месторождения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Тюгеевское месторождение				
			Бурение сеткой 300м х 300м	Бурение сеткой 250м х 250м	Бурение сеткой 200м х 200м	Бурение сеткой 150м х 150м	Бурение сеткой 100м х 100м
1	Количество скважин	скв.	12	18	26	35	44
2	Средний дебит (1 скважины)	тн./сут	3,5	3,3	3,0	2,7	2,4
3	Добыча за срок эффекта	тыс. тонн	148,1	209,5	275,0	333,2	372,4
4	Капитальные вложения	млн. руб.	328,8	473,7	679,7	610,0	733,6
5	ЧДД	млн. руб.	95,3	126,6	145,7	336,4	327,1
6	Срок окупаемости	лет	8,0	8,3	8,8	5,9	6,6
7	ИДД	д.ед.	1,10	1,09	1,08	1,17	1,14

Проведенные расчеты показывают, что экономическая целесообразность уплотнения сетки скважин значительным образом зависит от возможности оптимизации капитальных расходов на бурение и обустройство скважин. Предложенная в работе оптимизация расходов за счет бурения скважин малого диаметра и изменения проектных решений обустройства значительно повышает эффективность разработки карбонатных коллекторов путем уплотнения сетки скважин.

Наиболее оптимальным вариантом эксплуатации рассмотренных участков является их разбуривание скважинами малого диаметра по сетке 150 на 150 м. При этом, окупаемость проектов составит порядка 6-ти лет, индекс доходности и чистый доход принимают наиболее максимальное значение из всех рассмотренных вариантов строительства скважин.

Оптимизация эксплуатационных затрат в условиях неблагоприятной экономической ситуации на примере ЦКППН НГДУ «Альметьевнефть»

Е.В. Андреев (НГДУ «Альметьевнефть»)

В условиях неблагоприятной экономической ситуации на фоне падения мировых цен на нефть, усиления санкций со стороны блока западных стран особенно актуальным становится сохранение и не допущение снижения показателей эффективности работы НГДУ «Альметьевнефть». Предприятие постоянно стремится к максимизации прибыли и как вариант представляется возможность оптимизации затрат. Для предприятия управление затратами представляет важную и актуальную сферу управления, поскольку затраты существенным образом влияют на финансовый результат деятельности предприятия и, следовательно формируют ресурсы для его дальнейшего развития.

Рассмотрим пути снижения эксплуатационных затрат цеха. В первую очередь необходимо рассмотреть возможность оптимизации расходов на услуги сервисных компаний, обслуживающих потребности цеха.

В части услуг транспортных компаний. Были проанализированы транспортные расходы цеха в части закрепленных машин, были выявлены резервы снижения затрат. Снижение затрат на закрепленный транспорт представлено в таблице 1. Сокращение времени работы коснулось автобуса НЕФАЗ, ночной вахты ПАЗ и КАМАЗа. Итоговое снижение расходов на закрепленный за цехом транспорт составит порядка 1 291 тыс.рублей.

Таблица 1

Марка техники	Время работы, час.	Тариф работы, руб.	Время ожидания, час.	Тариф ожидания, руб.	Сумма экономии в день, руб.	Количество рабочих дней в году, дней	Сумма экономии за год, тыс.руб.
НЕФАЗ	2	871	1	496	2 238	233	521
ПАЗ-3206	1,5-буд. 1-вых.	591	0	386	886,5-буд. 591-вых.	233-буд. 86-вых.	257
Камаз-43118	8	801	0	487	6 408	80	513
Итого							1291

Были даны предложения по сокращению затрат на услуги ООО «Татинтек», проанализировав оборудование находящееся на обслуживании, было выделено оборудование от которого можно отказаться без ущерба для ведения технологического процесса подготовки нефти. Снижение расходов на услуги ООО «Татинтек» составит 340 тыс. руб.

В части услуг оказываемых ООО «ТМС групп» по сервисному обслуживанию механического оборудования также был проведен анализ на предмет оптимизации затрат. На данный момент тарировка ППК осуществляется своими силами, и производится без привлечения УК ООО «ТМС групп». Экономия в 2014 году составила 636 тыс.руб., также за счет ремонта рам насосов силами механической службы ЦКППН-2 экономия составила порядка 400 тыс.руб.

Был проведен анализ загруженности механической службы цеха, оценка плановых затрат времени на выполняемые работы согласно норм времени. Полученные результаты позволяют сделать вывод о возможности отказа от договора на сервисное обслуживание механического оборудования Миннибаевского ЦПС УК ООО «ТМС групп» и выполнения данного объема работ силами механической службы цеха с 1 апреля 2015 года, высвободившиеся денежные средства составят около 2 000 тыс.руб.

В соответствии с утвержденным «Заданием по рационализаторской и изобретательской деятельности по подразделениям НГДУ «Альметьевнефть» большое внимание в цеху уделяется ведению рационализаторской работы. Так в условиях продолжающегося роста тарифов актуальным оказалось предложение направленное на рациональный способ перекачки товарной нефти. Экономия затрат на электроэнергию при отказе от перекачки товарной нефти двумя насосами составит 1 973 тыс.руб.

Также проводится работа по оптимизации рабочего времени персонала работающего посменно. Проведение ФРД, поиск потерь времени с последующим проведением анализа загруженности позволило составить график работы на период времени с апреля по

октябрь с переводом 10 человек работающих посменно на объектах ЦПС и МРП на дневной режим работы. Прогнозируемое снижение затрат по статье «Расходы на оплату труда» за 6 месяцев составит 222 тыс.руб.

С целью снижения затрат на реагенты в цеху предлагается реализовать проект "Отдувка сероводорода из нефти природным газом на период остановки МУСО УТНГП». Срок окупаемости данного проекта в течении одного года, чистый дисконтированный доход в первый год составит 845 тыс.руб., налогооблагаемая прибыль – 1 275 тыс.руб.

Таким образом прогнозируемая сумма оптимизации расходов в 2015 году составит 7 101 тыс.руб., за вычетом налога на прибыль сумма чистой прибыли составит 5 681 тыс.руб.

Повышение инвестиционной успешности КРС путем замещения сторонних подрядчиков

Л.И. Газизуллина, Г.Ш. Зиннатова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Доля затрат НГДУ «Альметьевнефть» на капитальный ремонт скважин остается очень высокой. Анализируя динамику ремонтов видно, что в течении 3-х лет затраты не изменились и даже увеличились. Обстоятельства дел потребовало новых решений, которые позволили бы анализировать затраты на КРС и при этом выполнить запланированные объемы работ КРС с количественными затратами. В результате было принято решение о выполнении части объемы работ силами бригад ПРС. Для решения данной задачи стали необходимыми человеческие ресурсы, оборудование, инструменты и материалы.

Целью проекта повышения инвестиционной успешности КРС путем замещения сторонних подрядчиков в НГДУ «Альметьевнефть» является снижение затрат на ремонты КРС, увеличение объемов работ, и экономия фонда рабочего времени для дальнейших ремонтов.

Для выполнения «легких» КРС силами бригад ПРС были формализованы ряд документов, мероприятий по выполнению работ. В результате была создана дополнительная бригада, которая была направлена на выполнение КРС. При этом необходимо отметить, что создание бригады, привлечение дополнительного оборудование было взято из резерва цеха ПРС, без дополнительных инвестиций. Техническая оснащенность бригад ПРС НГДУ «Альметьевнефть» также позволило производить работы по легкому капитальному ремонту скважин.

Пути замещения мощностей подрядчиков собственными бригадами ПРС являются:

- увеличение коэффициента сменности;
- наращивание мощностей цеха ПРС;
- повышение эффективности работы бригад ПРС;
- оптимизация объемов неэффективных ремонтов, ГТМ.

Проведение «легких» КРС силами бригад ПРС при плановой продолжительности 204 часа фактически составило 174 часа. Суммарный ожидаемый экономический эффект с учетом дополнительных затрат составил 10 400 млн. руб. при индексе доходности 1,14. Дисконтированный срок окупаемости – в момент внедрения.

Предложениями по оптимизации затрат на ремонт скважин являются:

- 1) Увеличение годовых объемов «легких КРС» по НГДУ $\approx$ 80-100 ремонтов;
- 2) Наращивание собственных мощностей и повышение эффективности работы бригады ПРС;
- 3) Создание конкурентной среды.

На основании этих данных, можно сделать вывод, что работы себя оправдали и в дальнейшем являются перспективными.

Проект внедрения автоматизации процесса учета специальной одежды и обуви с использованием персонифицированных данных

Р.А. Галиев (НГДУ «Альметьевнефть»)

В настоящий момент учет выдачи СИЗ в системе SAP ведется частично. Ответственный сотрудник цеха ведет карточку учета СИЗ в формате EXCEL вне системы. На основании оборотной ведомости, полученной в системе SAP, ответственный сотрудник проверяет лимит выдачи по каждому сотруднику вручную, сверяя количество выданной СИЗ с утвержденными нормами. Утвержденные нормы также ведутся в формате EXCEL вне системы. На основании выверки формируется заявка на закупку в формате EXCEL, которую в дальнейшем сотрудник ОМТС вручную вводит в SAP в виде заявки электронного магазина в разрезе табельных номеров сотрудников. В момент реализации СИЗ в исходящей поставке УТНС есть ссылка на позицию заявки ЭМ, таким образом, существует возможность отследить, для кого именно был закуплен СИЗ, но в структурное подразделение эта информация в данный момент не передается.

После поступления СИЗ на центральный склад, материальный бухгалтер формирует в системе SAP документы на выдачу СИЗ сотруднику в разрезе табельного номера и номенклатурного номера ТМЦ, при этом вручную указываются все необходимые данные

для списания (срок полезного использования, код амортизации, МВЗ, вид СИЗ (зима/лета).

В рамках проекта планируется разработка комплекса программ по всем бизнес-процессам силами ЗАО «Энерджи Консалтинг/Татнефть», позволяющей производить в системе SAP:

- Ведение параметрических данных сотрудников (размеры одежды, обуви) и пункты Федерального Закона в разрезе табельного номера;
- Настройка личной карточки сотрудника и ведение норм выдачи СИЗ по технике безопасности согласно Федеральному закону (профессия, код ОЗМ, СИЗ, срок полезного использования, норма выдачи на год);
- Формирование закупочной ведомости в системе SAP, на основании которой будет автоматически формироваться заявка в ЭМ в разрезе табельного номера;
- Автоматическое обновление данных по спецодежде в личной карточке сотрудника о необходимости выдать спецодежду;
- Передача табельного номера из заявки ЭМ в исходящую поставку УТНС с последующей передачей этих данных в НГДУ.
- При оприходовании спецодежды последующее ее отражение в личной карточке сотрудника;
- Массовое списание спецодежды в разрезе табельного номера.

Источником финансирования является дополнительный лимит на 2015 год. Объем единовременных затрат на реализацию проекта составит 998 200 рублей.

Для сопровождения проекта дополнительных эксплуатационных затрат не требуется.

Целями и задачами проекта внедрения автоматизации учета является:

- Снижение трудозатрат специалистов компании на формирование данных по учету СИЗ при обработке данных по учету СИЗ;
- Исключение ручной обработки данных по формированию оборотной ведомости СИЗ для закупки;
- Исключение ручной сверки норм СИЗ по каждому сотруднику;
- Контроль лимитов с утвержденными нормами на выдачу СИЗ каждому сотруднику;
- Автоматическое создание заявки в ЭМ на основании закупочной ведомости;
- Поступление СИЗ на центральный склад в разрезе табельных номеров;
- Возможность массового списания СИЗ в разрезе табельных номеров.

На примере ОБУиО НГДУ «Альметьевнефть» был рассмотрен проект внедрения автоматизации процесса учета специальной одежды и обуви с использованием персонифицированных данных для оптимизации ручного труда сотрудника материальной группы и ответственного сотрудника цеха. Далее опишем процесс списания специальной одежды и обуви: среднее количество обрабатываемых накладных в месяц бухгалтером составляет 384 шт.; среднее время, затраченное на обработку одной полученной накладной, составляет 4 мин.; среднее время, затраченное на обработку всех накладных - 1536 мин., т.е. 3,2 дня. Сумма трудозатрат на списание спец. одежды составит 9240,07 руб. в месяц, в год 111 тыс. руб. Соответственно увеличится производительность труда материальной группы. Стоимость реализации данного проекта составит 998 тыс. руб..

В процессе реализации данного проекта могут возникнуть дополнительные требования заказчика, есть риск увеличения времени на реализацию и увеличение стоимости проекта и, соответственно, приведет к переносу срока ее ввода в эксплуатацию.

После апробации автоматизации процесса учета в НГДУ «Альметьевнефть» проект будет внедряться во всей компании «Татнефть» в целом.

Внедрение электронного документооборота в УК ООО «ТМС групп» и УО

Р.А. Закиева (УК ООО «ТМС-групп»)

Стремительное развитие технологий и их повсеместное внедрение приводят к развитию электронного документооборота. Объем используемых в современном мире документов растет, электронные документы начинают вытеснять бумажные.

Все больше руководителей организаций начинают понимать, что управление электронным документооборотом поможет не только навести порядок в документах, но и является сильным экономическим фактором. В апреле этого года в УК ООО «ТМС-групп» был инициирован проект о переводе на электронные документы между ЦПП УК ООО «ТМС-групп» и ее управляемыми обществами. Заказчиком проекта выступил исполнительный директор «ТМС-Бизнес Сервис» Гараев Илсур Саяхович.

В этом же месяце в ПАО "Татнефть" , на основании решения генерального директора Наиля Ульфатовича Маганова, был подписан устав проекта о переходе на электронный документооборот между Управлением «Татнефтьснаб» и предприятиями группы «Таграс-Холдинг». В качестве пилотного проекта определена наша управляющая компания. В связи с этим проект по обмену электронными документами между УК, УО и УТНС объединен в один общий глобальный проект.

В среднем по нашим компаниям, на основании данных учета в год оформляется около 43 тысяч хозяйственных операций по купле-продаже товаров от ЦПП в УО и между УК, УО и «Татнефтеснаб». Если данную цифру перевести в затраты, которые требуются на обслуживание этих операций, получается, что необходимо оформить, проверить и обработать около 119 тысяч бумажных документов.

Если перевести эту цифру в денежный эквивалент, то затраты компании на обслуживание бумажного документа в год составляют около 7 млн. руб. Трудозатраты сотрудников на распечатку, подписание, сдачу документов в отдел бухгалтерского учета, на архивацию и физическое хранения архивных дел, в год составляет более 14 тысяч часов.

В рамках проекта запланировано внедрение ЭДО в два этапа. Первый этап включает в себя переход на электронные документы между УК и «Татнефтеснаб». Второй этап заключается в переводе на электронный документооборот хозяйственных операций, по купле-продаже ТМЦ между УК «ТМС групп» и управляемыми обществами.

Целью внедрения ЭДО является: сокращение трудозатрат на работу с бумажным носителем (распечатка, подписание), сокращение времени обмена документами между контрагентами, отсутствие необходимости архивации, оптимизация хранения документов, упрощение предоставления документов в налоговые органы.

На обмен электронными документами будут переведены следующие документы: счет-фактура, товарная накладная ТОРГ-12, акт выполненных работ. Идея заключается в том, что согласование, подписание документов по купле-продаже ТМЦ будет осуществляться с применением электронно-цифровой подписи. В связи с внедрением электронных документов, между «Татнефтеснаб» и УК «ТМС-групп» заключается соглашение по обмену этими документами, вносятся изменения в учетную политику.

В качестве провайдера для обмена электронными документами выбран оператор Такском. Для подписания первичных документов будут приобретаться квалифицированные электронные подписи на лиц, имеющих право подписывать документы за директора предприятия, главного бухгалтера, а также материально-ответственных лиц, отпускающих и принимающих груз.

К основным достоинствам электронного документооборота можно отнести следующие:

- повышение имиджа компании;
- оптимизация трудозатрат;
- значительное сокращение времени обмена документами - электронный документ передается почти мгновенно;

- централизованное, систематизированное хранение документов в электронном архиве;
 - экономия на расходных материалах, почтовых и курьерских расходах;
 - сокращение времени на доставку, регистрацию и согласование документов;
 - возможность круглосуточно в режиме online осуществлять любые операции с документами: поиск, загрузку, печать, сверку, отклонение, а также отслеживать их движение;
 - оперативный поиск и предоставление документов проверяющим органам (налоговые органы, аудиторы).
- В целом, по результатам данного проекта, мы планируем оптимизировать трудозатраты сотрудников управляющей компании, управляемых обществ и сотрудников отдела бухгалтерского учета на 12 тысяч часов в год. Сумма экономического эффекта экспертно составит около 10 млн. руб.

Антикризисная политика в области оптимизации инвестиционной программы

Л.А. Кульчеева, Р.Р. Шафиков (УК ООО «ТМС групп»)

2015 год один из наиболее показательных периодов для экономики страны в целом и для каждого предприятия, в частности. Процессы, происходящие на мировой арене, вынуждают предприятия искать новые пути развития бизнеса, принимать нестандартные управленческие решения в целях минимизации издержек и повышения конкурентоспособности.

Одним из наиболее прогрессивно развивающихся предприятий в России является УК ООО «ТМС групп». Для поддержания стабильного развития и повышения финансовых показателей, предприятие совершенствует каждое из направлений деятельности. Приоритетное направление 2015 года - оптимизация инвестиционной программы (ИП).

Инвестиционная программа ПАО "Татнефть" в части обеспечения ГНО включает в себя:

1. Ввод скважин и ГТМ;
2. Целевые программы;
3. Адресная замена.

При планировании объемов ИП, в части адресной замены, корректировку производят за счет:

1. Остатков ГНО на базах УК ООО «ТМС групп»;
2. Объемов извлечения из нерентабельных скважин;

3. Прочих оптимизационных мероприятий.

Первоначальная инвестпрограмма ПАО "Татнефть" на 2015 г. за счет указанных мероприятий была скорректирована на 408 млн. руб.

Для решения поставленной задачи, в целях оптимизации ИП, в УК ООО «ТМС групп» был инициирован ряд проектов, по которым сформированы основные направления.

1. Изменение критериев отбраковки НШ. Контроль резьбы по новым правилам осуществляется:

- НИППЕЛЬ НШ: Контрольной муфтой;
- МУФТА НШ: Проходной калибр пробка

2. Корректировка критериев подбора необходимых НШ по приведенному напряжению. В результате проведенных опытных работ, достигнуто согласование с Инженерным центром и производственным управлением ПАО "Татнефть" об изменении критериев подбора насосных штанг по приведенным напряжениям. Увеличена область применения НШ по классам и сортам. Внедрение невогребованных НШ;

3. Снижение объемов отбраковки НКТ. Внедрение модернизированного стандартного образца предприятия (СОП) на участке дефектоскопии позволило внести изменение в критерии отбраковки НКТ. Дефектоскопия НКТ настроена на выявление дефектов согласно требованиям ГОСТ, что подходит к критериям отбраковки новых НКТ. В рамках данного мероприятия разработана и утверждена модель, согласно которой стандартизирован процесс анализа причин избыточного списания НКТ, а также установлен порядок определения объема списания НКТ и фиксация списания НКТ сверх установленного лимита. Достигнуто соглашение с ПАО "Татнефть" об изменении критериев отбраковки по толщине стенки (вовлечение 3-го класса в эксплуатацию). В рамках проведенных мероприятий отбраковка НКТ снижена на 6%.

Перспективным направлением является использование свечей из коротких НКТ. В настоящее время рассматривается возможность восстановления требуемой длины НКТ по 2 вариантам:

1. Соединение двух коротких НКТ при помощи муфты;
2. Соединение двух коротких НКТ путем сварки.

В настоящее время в рамках НИОКР проводятся работы по восстановлению требуемой длины НКТ путем соединения двух коротких НКТ при помощи лазерной сварки.

Эффект от внедрения мероприятий состоит в снижении объема приобретения нового оборудования, а, следовательно, снижении сумм амортизации и увеличения количества

ремонт. Объем ремонта будет скорректирован, согласно модулю 4, только по переменной части стоимости услуг, что более выгодно, нежели компенсировать амортизацию.

Вышеуказанные проекты позволяют произвести оптимизацию инвестиционной программы на 147 млн.руб. Перспективное направление, в случае успешной реализации, принесет дополнительный эффект для ПАО "Татнефть" порядка 15 млн.руб.

Организация торгово-закупочной деятельности, как инструмент управления финансово-хозяйственной деятельности Компании

Б.А. Зиннуров (УК ООО «ТМС групп»)

Одной из приоритетных целей компании УК ООО «ТМС групп» является выполнение задач поставленных Заказчиком. Соответственно, при исполнении поставленных задач для компании необходимо оказать поставку товаров и услуг, для полноценного функционирования производственной системы предприятия. В процессе организации торгово-закупочной деятельности возникает множество проблем, связанных с оперативным реагированием, точностью поставок и полноценным отслеживанием поставленных ТМЦ/услуг в финансовом выражении. При недолжной организации данной деятельности, Компания может понести колоссальные убытки (поставка ненужных товаров/услуг), медленное и неточное реагирование на запросы производственной системы и руководства Компании, а также сорвать сроки исполнения задач, поставленные Заказчиком, что может повлечь за собой штрафные санкции.

Предлагаемая тема по организации торгово-закупочной деятельности предприятия включает в себя:

1. Разработку единого электронного портала, в рамках которого будут аккумулироваться и исполняться заявки по заказам, поступающим от производственной системы предприятия (ответственных); для их последующего удовлетворения
2. Организацию системы аккумулирования и мониторинга данных, по поступившим заказам;
3. Автоматизацию типовых отчетов, по данным, хранящимся на разработанном портале, в зависимости от показателей, необходимых для мониторинга.

Организация торгово-закупочной деятельности через систему заказов на электронном портале Компании позволяет решить множество проблем, таких как:

1. Достоверность и точность данных по поступившему заказу

2. Оперативность реагирования на поступившие заявки
3. Организация истории по поступившему заказу, с наличием данных, для его дальнейшего мониторинга
4. Возможность отслеживания финансовых и иных ресурсов, израсходованных при удовлетворении потребности производственной системы в том или ином товаре/услуге.

Экономический эффект от реализации данного предложения составит почти 18 млн. руб. в год, срок окупаемости предложения – менее 1 года.

Так же, организация данной системы через электронный портал имеет ряд преимуществ, таких, как простота использования, гибкость настройки, экономичность, возможность удовлетворения потребностей производственной системы собственными силами, без привлечений услуг сторонних Компаний, что позволяет экономить собственные средства.

В рамках организации торгово-закупочной деятельности через электронный портал, появляется возможность отслеживания истории по поставщикам, работающих с Компанией. Помимо отслеживания истории появляется возможность расширения на электронные торговые площадки и систему закупок других сторонних компаний, где мы можем выступать уже в роли поставщика поставляемых товаров и услуг, без снижения оперативности и точности данных по заказам на портале.

Увеличение производство пара на Ашальчинском месторождении за счет использование МПГУ

А.А. Гатина (НГДУ «Нурлатнефть»)

Опытно-промышленная эксплуатация Ашальчинского месторождения ведется с 2006 года. Ашальчинское месторождение становится всероссийским полигоном для отработки добычи сверхвязких нефтей. Запасы тяжёлых и высоковязких нефтей в несколько раз превышают запасы лёгких и маловязких нефтей и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли. Особенностью разработки залежей сверхвязкой нефти является необходимость выработки и закачки пара в пласт.

Исходя из этого, целью данного проекта является увеличение дополнительной добычи сверхвязкой нефти за счет увеличения производства пара.

В конце 2014 года снизилось производство пара котельных до 518 т/сут, что сильно повлияло на добычу сверхвязкой нефти.

В целях рациональной эксплуатации месторождения внедрена парогенераторная установка. Парогенераторная установка представляет собой транспортабельный модуль полной заводской готовности, который поставляется в виде блочного комплектного устройства (вагон-домика), конструкция которого допускает его транспортировку в кузове автомобиля, на прицепе или санях. Паропроизводительность до 12 тонн в час, давление 40МПа.

Парогенераторная установка - модуль, в котором установлено все необходимое оборудование. Для работы необходимо подключить электричество 380 вольт, газ и водоснабжение. МПГУ состоит из следующих блоков:

Установка химводоочистки (ХВО) обеспечивает непрерывную подготовку воды, за счёт полного дублирования, т.к. 50% фильтров находятся в работе, вторая часть в процессе регенерации или в резерве.

Насосный блок состоит из смонтированных насосных агрегатов заданных подачи и напора, имеющих 100%-е резервирование, ёмкости хранения и обратной системы сбора технологических протечек от дренирования, продувок котлов, силовых щитов.

Технологический блок состоит из собственно парогенератора, воздухоудовки, горелки, деаэратора, насосной установки и другого вспомогательного оборудования.

Парогенераторы легко запускаются в любой мороз и быстро выходят на номинальную мощность производства пара. Также преимуществами является:

- Более высокий КПД за счет меньшей температуры уходящих газов;
- Изготовление, сборка в России на собственном производстве, сервис и поставка комплектующих запасных частей;
- Полная автоматизация, мониторинг всех параметров работы с автоматическим контролем степени сухости пара на выходе.

Данные установки нам предоставляет компания ООО «РМНТК-Термические системы» специализируется на разработке комплексных технологий и проектов, поставке «под ключ» и оказании услуг на оборудовании собственного производства для нефтегазодобывающих компаний. Единственная в РФ независимая нефтесервисная компания, оказывающая полный комплекс услуг по закачке теплоносителей в нагнетательные скважины.

Экономический эффект рассчитан на 10 лет, откуда следует, что ЧДД на 10 лет составит 1214 млн.руб., при этом среднегодовой экономический эффект составит 121,4 тыс.руб. Индекс доходности 1,3 д.ед., что является положительным показателем для предприятия. Срок окупаемости год и 2 месяца.

Таким образом, внедрения МПГУ на Ашальчинском месторождении позволит:

- увеличить объем добычи СВН до 53 тн. при работе 2-х установок
- Увеличить прибыль компании ПАО "Татнефть" на 121,4 тыс.руб. в год.

Также предлагается опыт НГДУ «Нурлатнефть» применить в масштабах компании ПАО "Татнефть".

Инструмент управления инвестиционными проектами в условиях нестабильной макроэкономической ситуации

Е.Н. Фролова (НГДУ «Джалильнефть»)

Вместо ставшего привычным за предыдущие годы «золотого дождя» нефтегазовая отрасль страны в период 2014-2015 гг. попала под контрастный душ. Обвал цен стал уже четвертым крупным падением за последние тридцать лет. Однако издержки кризисного периода могли быть значительно ниже, если бы аппараты управления всех уровней опирались в своих действиях не только на стандартные модели и схемы, а активно использовали потенциал российских математиков и экономистов, инициировали создание прогнозных сценариев развития в условиях нестабильной макроэкономической ситуации.

Появление новых рисков (ценовая нестабильность, рост конкуренции за потребителя, введение финансовых и технологических санкций против России) требует от менеджмента компаний максимальной сосредоточенности на результате и поиска целого ряда возможностей для оптимизации деятельности компаний по всем направлениям.

Цель работы – разработка инструмента для оперативного управления инвестиционным портфелем в условиях нестабильной макроэкономической ситуации.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи: изучить методику формирования инвестиционной программы по объектам капитального строительства, выявить ее недостатки; провести анализ базового варианта инвестиционной программы; обозначить ключевые критерии, отражающие необходимость включения проектов в инвестиционную программу; определить критический уровень цены для каждого сценария и сформировать три оптимальных сценария инвестиционной программы путем SNW-анализа; оценить эффективность сформированных сценариев.

В условиях кризиса важно иметь гибкую систему управления инвестиционным портфелем, чтобы оперативно оптимизировать его, сохранив высокие показатели эффективности. Всего представим три основных сценария: стабилизация (базовый), выживание и развитие. Базовый вариант предполагает сохранение благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры. Ключевое их отличие заключается в размере инвестиций и объеме ввода объектов, заложенных в программе.

При условии, что курс \$ равен 60 руб. для базового сценария оптимальной является цена нефти 50\$/bbl, для кризисного – 40\$/bbl, для оптимистического - 75\$/bbl. Под влиянием цены при реализации базового сценария в кризисных условиях ЧДД проектов снижается в среднем на 30%, индекс доходности затрат резко падает.

Для формирования сценариев предлагаю использовать один из инструментов создания стратегии - SNW-анализ (англ. Strength, Neutral, Weakness), который основан на глубоком анализе сильных, нейтральных и слабых сторон проекта.

Определим основные критерии, отражающие необходимость включения проекта в портфель: выполнение ПИР, возможность получения ПСД, критерий включения в инвест.программу (по показателям эффективности, требованиям Ростехнадзора, экологический, угроза жизни и здоровью людей), производственная необходимость, возможность импортозамещения, влияние цены нефти. Их оценка производится путем заполнения экспертами опросников по каждому проекту. В качестве экспертов выступают представители: отдела инвестиций, отдела по капитальному строительству, курирующих служб и гл. инженер, который и принимает окончательное решение.

Далее необходимо оценить вероятность изменения значений данных критериев (1-низкая; 2-высокая). После чего эксперты проставляют баллы следующим образом: «-1» - если фактор отражает необходимость исключения проекта из ИП, «1» - если фактор отражает необходимость включения проекта в ИП, в остальных случаях «0». Итоговая оценка по проекту рассчитывается как сумма оценок по каждому фактору с учетом вероятности его изменения.

Программа оптимизируется путем исключения из нее проектов, получивших наименьшую оценку по результатам SNW-анализа, т.к. они наиболее рискованны. Два проекта были исключены полностью, один - частично (в части затрат на СМР). Важным условием является сокращение капитальных вложений на 40%, оптимизированная стоимость инвест.программы по сценарию «выживание» составила 84856 тыс.руб.

В результате реализации исключенных рискованных проектов (ГЗУ-66в и ДНС-20с) в базисных сценарных условиях или в условиях сценария «развитие» экономический эффект увеличится на 61,3 млн.руб. или на 179,9 млн.руб. соответственно.

Применение инструмента управления проектами в условиях нестабильной макроэкономической ситуации позволило: грамотно управлять инвестиционным портфелем; повышать эффективность инвестиций более чем на 40%, при этом снижать вероятность возникновения рисков; принимать обоснованные решения при оптимизации инвестиционного портфеля, делая его более гибким.

Данная методика была внедрена при оптимизации инвестиционной программы по

капитальному строительству в 2015 году и применима не только в масштабе нашего НГДУ, но и в других структурных подразделениях ПАО "Татнефть".

Совершенствование механизма планирования инвестиций, за счет оптимизации фактора неопределенности и повышения гибкости системы планирования

И.В. Баров (НГДУ «Ямашнефть»)

В определении инвестиционной привлекательности планируемых проектов большую роль играет оценка их эффективности.

В нефтяной отрасли инвестиционные проекты обычно связаны со значительными затратами и во многом определяют будущее предприятия, что обуславливает исключительную важность их оптимального выбора.

Анализируя динамику инвестиций в нефтедобычу и объем добычи нефти в целом по компании ПАО "Татнефть", можно отметить, что хотя в последний период наблюдается рост инвестиций, их достаточно на поддержание стабильных объемов добычи нефти. Однако, для интенсивного роста добычи нефти, необходимо организовать более объективное распределение инвестиций и учет рисков при выполнении инвестиционных программ структурными подразделениями.

Существующие в ПАО "Татнефть" методика оценки инвестиционных проектов и механизм их распределения, регламентированы «Положением о порядке формирования, исполнения и мониторинга инвестиционной программы», которое было разработано в 2006г. Данное положение сыграло положительную роль в систематизации инвестиционных потоков компании, высвобождении значительных финансовых средств. Однако, в применяемой методике отсутствует учет некоторых факторов, которые, на наш взгляд, могут влиять на объективность всего механизма.

В своей работе мы предлагаем к применению ряд изменений которые позволят более объективно проводить оценку эффективности инвестиционных проектов:

1. На сегодняшний день при оценке эффективности проведения геолого-технических мероприятий, в том числе и бурения скважин, в ПАО "Татнефть" проводится технико-экономическое обоснование. В доходной части, при расчете, учитывается выручка от дополнительной добычи нефти, а в расходной части - затраченные инвестиции, налоги (на имущество, на прибыль) и эксплуатационные затраты. При этом эксплуатационные затраты в расчет берутся не полностью, а только переменная часть. Таким образом, при оценке эффективности того или иного мероприятия, не учитывается значительная часть эксплуатационных затрат предприятия.

При определении эксплуатационных затрат, для оценки эффективности проектов, мы предлагаем проводить расчет калькуляции затрат по каждому структурному подразделению ПАО "Татнефть". Данная калькуляция обязательно должна включать: расходы на электроэнергию по извлечению нефти, основную и дополнительную заработную плату операторов по добычи нефти, расходы по подготовке и транспортировке нефти, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования введенного дополнительно в процессе строительства скважины и другие.

2. Как показывает практика, полученная фактическая добыча нефти очень часто не соответствуют плановым показателям проектов. В настоящее время при распределении инвестиций этот фактор никак не учитывается, хотя потери от недоборов по добыче существенно снижают первоначальную инвестиционную привлекательность проектов. Предлагаем в расчеты эффективности мероприятий на скважинах ввести дополнительный коэффициент, учитывающий результаты реализации инвестиционных проектов прошлых лет.

$$K_{\text{вып ИДДз}} = \frac{\text{ИДДз}_{\text{факт в план}}}{\text{ИДДз}_{\text{план}}} \quad (1)$$

Данный показатель учитывает успешность выполнения плановых показателей по добыче, что в свою очередь позволяет определить корректность выполненных расчетов эффективности и учесть данный фактор при оценке будущих проектов.

3. Также мы предлагаем ежегодно проводить расчет и актуализацию ставки дисконтирования денежных потоков. Определение и обоснование данной ставки является актуальной проблемой, принятие для расчета заведомо не обоснованной ставки дисконтирования грозит отсутствием объективности всей оценки инвестиционного проекта.

В основе расчета ставки мы предлагаем использовать метод средневзвешенной стоимости капитала, который получил большое распространение в российских компаниях, так как данная методика учитывает не только собственный, но и заемный капитал.

Преимуществом данной методики является наибольшая обоснованность ставки дисконтирования, что при формировании инвестиционного портфеля компании приведет к более целесообразному выбору проектов. Полученная в ходе расчета ставка дисконта отлична от принятой на сегодняшний день, соответственно при её использовании изменятся все итоговые показатели и инвестиционная привлекательность проектов.

В данной работе мы проанализировали всего лишь несколько факторов, которые в действующей по компании методике определения эффективности инвестиционных проектов не принимаются во внимание. Но как показывают предварительные расчеты,

использование их при формировании инвестпрограммы по бурению, позволит увеличить эффективность инвестиций с 1 041 тн./млн.руб. до 1 063 тн./млн.руб., при этом объем вложенных инвестиций сократится на 272 млн.руб.

**Повышение производительности труда на предприятиях НХК ПАО «Татнефть»
путем создания высокоэффективных рабочих мест**

Г.Ш. Гарипова, И.И. Якупов (НИС ПАО «Татнефть»)

За последние 10 лет экономика Республики Татарстан добилась значительных успехов. Теперь основная задача — продолжить это развитие на качественно новом уровне, используя уже достигнутые результаты.

В качестве основы долгосрочного роста экономики рассматривается именно повышение ее эффективности.

Производительность — это ключевой фактор конкурентоспособности экономики и стабильного экономического роста.

Компании машиностроительной и нефтехимической отраслей должны сыграть ведущую роль в повышении производительности.

С целью достижения поставленных целей в 2013 году была утверждена долгосрочная целевая программа «Повышение производительности труда на предприятиях машиностроительного и нефтехимического комплексов Республики Татарстан на 2013-2016 годы».

Под ростом производительности труда понимается рост эффективности использования факторов производства, т.е. затрачиваемых ресурсов.

В качестве одной из перспективных моделей развития производственных систем в Татарстане выбраны технологии «бережливого производства», позволяющие при небольших вложениях добиться существенного снижения себестоимости, повышения производительности труда, конкурентоспособности, что особенно важно в условиях вступления России в ВТО.

Сегодня в Татарстане инструменты методики «бережливого производства» внедряют более 130 предприятий различных отраслей экономики республики.

В Компании с 2013 года реализуется Программа повышения производительности труда на предприятиях производственной группы «Татнефть» до 2018 года с перспективой до 2020 года (далее – Программа).

Целью Программы в нефтехимическом секторе является обеспечение повышения производительности труда на 83% по отношению к 2011 году в приведенных ценах.

В рамках Программы был открыт проект по повышению производительности труда на предприятиях НХК ПАО "Татнефть" на примере конкретного завода в цехе по ремонту и техническому обслуживанию оборудования по изготовлению шин (далее – Проект).

Цели Проекта:

1. Создание высокоэффективных рабочих мест и увеличение эффективности производственного времени ремонта и обслуживания технологического оборудования с учетом целевого показателя роста производительности (на 16,7% к 31.12.2015 г.).
2. Оптимизация численности персонала с учетом целевого показателя роста производительности (до 1862 чел. к 31.12.2015 г.).
3. Рациональное управление процессами ремонта и технического обслуживания оборудования.
4. Тиражирование результатов выполненных работ на др. структурные подразделения предприятия и др. заводы.

Организация ремонта скважин СВН Ашальчинского месторождения собственными силами для сокращения эксплуатационных затрат на ремонт скважин подрядными организациями

Г.Х. Сатдарова (НГДУ «Нурлатнефть»)

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн.

Разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти – одно из стратегических направлений в развитии ПАО "Татнефть". Руководство компании ставит задачу ускоренного разбуривания месторождений СВН. Необходимо отметить, что добыча СВН является весьма ресурсоемкой. Затраты на добычу 1 тонны СВН в 3,5 раза превышают затраты на добычу 1 тонны традиционной нефти.

В целях оптимизации эксплуатационных затрат на добычу 1 тонны сверхвязкой нефти в НГДУ «Нурлатнефть» была создана рабочая группа, я входила в состав этой группы. Подземный ремонт скважин на Ашальчинском месторождении НГДУ «Нурлатнефть» до конца прошлого года осуществляла подрядная организация ООО «Таграс Рем Сервис».

В целях оптимизации затрат и импортозамещения, нашей компанией принято решение о приобретении на ЕлАЗе АПРС-40Н - агрегата грузоподъемностью 40 тонн на

базе полуприцепа собственного изготовления для ремонта наклонных скважин. Агрегат подъёмный для ремонта наклонных скважин АПРС-40 предназначен для проведения ремонта скважин с расположением устья скважин 45° -60° относительно поверхности земли, с возможностью регулировки и центровки мачты, спуска-подъёма НКТ, УЭЦН (установка электро-центробежных насосов). Агрегат позволяет производить следующие операции:

- мобильное передвижение от скважины к скважине с помощью тягача;
- монтаж на скважине с наклонным устьем;
- монтаж и демонтаж устьевой арматуры;
- спускоподъёмные операции, насосно-компрессорными трубами (НКТ);
- механизированное свинчивание и развинчивание колонны НКТ с применением гидравлического ключа;
- ловильные и другие виды работ по ликвидации аварий.

В августе прошлого года ЕлАЗ выиграл тендер ПАО "Татнефть" на поставку данной техники, конкурируя в нем с компаниями из Канады, Китая и Германии.

Агрегат, собранный на площадях автозавода, в январе 2015 г. успешно прошел 120-часовые промысловые испытания на Ашальчинском месторождении. В настоящее время на Ашальчинском месторождении находятся 3 таких агрегата, стоимостью 40 млн.руб. за установку. Готовится 4-ая установка нового облегченного типа с меньшей стоимостью. Каждая последующая установка проходит этап усовершенствования.

Мною был проведен сравнительный анализ средней стоимости 1 ремонта на скважинах СВН. Продолжительность ремонта при проведении собственными силами сократилась на 2 часа. Вахта работает на подъемнике звеном в 5 человек (что меньше на 1 человека, чем у подрядной организации). АПРС-40Н не является транспортным средством. Машинист совмещает функцию оператора по подземному ремонту скважин. В связи с этим значительно сокращены транспортные затраты (на 85%), общехозяйственные расходы, плановые накопления, что позволило снизить стоимость 1-го ремонта на 29% или 213тыс.руб.

Экономический эффект от внедрения данного проекта определяется снижением эксплуатационных затрат за счет сокращения времени и стоимости ремонта производимого собственными силами.

За 4 месяца 2015 года выполнено 38 ремонтов. Планируемое количество ремонтов на год - 180. Чистый дисконтируемый доход составляет 146,8 млн.руб. Индекс дисконтируемой доходности 1,7. Срок окупаемости 2,1 года. Экономия эксплуатационных

затрат в 2015 году по статье: текущий ремонт скважин по смете Ашальчинского месторождения СВН ожидается в сумме 37млн.руб.

Таким образом, осуществление ремонта скважин СВН на Ашальчинском месторождении собственными силами позволяет:

- значительно сократить эксплуатационные затраты;
- увеличить прибыль компании ПАО "Татнефть";
- добиться импортозамещения;
- сократить время ремонта.

Предлагается опыт НГДУ «Нурлатнефть» применять в масштабах компании ПАО "Татнефть". По данной работе в НГДУ «Нурлатнефть» подано и зарегистрировано рационализаторское предложение №409 от 20.04.2015г.

Анализ влияния внедрения комплекса мероприятий по применению сложных компоновок при капитальном ремонте скважин на финансовые результаты

А.Н.Сафин (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В настоящее время ООО «ТаграС-РемСервис» совместно с заказчиками проводится комплекс мероприятий по снижению продолжительности ремонтов. Одним из основных направлений, которых является оптимизация процесса ремонта, а в частности исключение количества спуско-подъемных операций. Таким образом достигается цель снизить продолжительность ремонтов, и решается задача по сокращению количества спуско-подъемных операций.

Сокращение количества спуско-подъемных операций технологически осуществимо при совмещении нескольких операций в одной, при этом совмещение не должно влиять на качество и исключать возникновение аварий осложнений и повторных работ при капитальном ремонте скважины.

При капитальном ремонте сокращение количества спуско-подъемных операций возможно при спуске сразу нескольких инструментов, таких как колонные скребки, шаблоны технологические пакера, различные клапаны и т.д. Широкое применение сложные компоновки получили в 2006году с началом внедрения эксплуатационных пакеров, это был одновременный спуск проработка и подъем колонного шаблона и скребка. На сегодняшний день такие компоновки применяются повсеместно.

В данной работе рассмотрены сложные компоновки состоящие из 3-х элементов, это шаблон скребок и технологический пакер используемые при обработке призабойной зоны одного пласта и технологические пакера ПРО-ЯМО, ПРО-ШМС используемые для

обработки нескольких интервалов. Технологический эффект для заказчика достигается за счет сокращения количества СПО и времени ремонта от 18 до 24 часов. За счет этого быстрее происходит запуск скважины в работу и сокращаются недоборы по нефти. Экономический эффект складывается из сокращения недоборов по нефти и затрат на ремонт скважины. За анализируемый период данные мероприятия внедрены на 61 скважине. Перспектива внедрения в рамках ПАО "Татнефть" составляет до 300 скважино-операций до конца 2014 года.

Таким образом применение сложных компоновок при капитальном ремонте скважин является перспективным направлением и дальнейшее внедрение данных мероприятий является целесообразным.

Вывод неэффективных процессов на результат с помощью методов и инструментов бережливого производства

Э.И. Абдуллина (НГДУ «Прикамнефть»)

С целью сокращения потерь при обслуживании объектов нефтедобычи в НГДУ «Прикамнефть» внедряются инструменты и методы бережливого производства и процессного управления по всем направлениям деятельности предприятия.

В ходе реализации проектов был проведен анализ, в результате которого определены нерезультативные процессы, позволяющие после оптимизации повысить производительность труда и сократить потери рабочего времени. Одним из направлений для возможной оптимизации стали обходы операторов добычи нефти.

В 2014 году произведено картирование 92% обходов операторами добычи нефти, оптимизированы маршруты обходов. Экономический эффект от данных мероприятий составил 4 млн. 264 тыс. руб.

В настоящее время активно ведется работа по разработке и внедрению стандартных операционных карт выполнения технологических операций. Цехами определена потребность в создании 123 операционных карт. Составлен план работ, определены ответственные. Выполнено 95 % от запланированного объема работ по созданию СОК.

Проводится большая работа по описанию, стандартизации и регламентации процессов, созданию своего рода стандартных операционных карт для инженерно-технических работников.

Четко регламентированная работа позволит улучшить систему менеджмента качества выполнения работ, повысить межфункциональное взаимодействие между отделами службами и цехами. Установление ключевых показателей эффективности и

закрепление ответственности позволит повысить мотивацию исполнителей. Описание и анализ выполнения работ позволит проанализировать загрузку персонала НГДУ, сократить потери рабочего времени. Разрабатывается комплекс мероприятий, включающий внедрение новых процедур управления, оптимизацию существующих, добавляются новые процедуры по повышению качества работ.

Во многом благодаря проведенным мероприятиям, темпы роста производительности труда в стоимостном выражении за соответствующий период составили 3%, при плане 2,3%.

Оптимизация договорных процессов организации за счет их автоматизации в системе на платформе «1С: Предприятие»

Е.В. Поздняков, Б.Р. Шаймарданов (ООО «ТатАСУ»)

Основная цель любого современного предприятия является получение финансовой выгоды. Каким образом сотрудник на предприятии зарабатывает деньги? Как правило, все перечисления денежных средств происходят в рамках активирования выполненных работ по заключенным договорам. Автоматизация процесса договорной деятельности является актуальным и перспективным направлением в любой организации.

Разработка системы.

Система, как и следует из названия работы, разработана на платформе «1С: Предприятие 8.», что является неоспоримым преимуществом в связи с изменяющейся внешней политической обстановкой – импортозамещение выходит на передний план. Разработка системы заняла 9 месяцев рабочего времени двух сотрудников предприятия (собственно автора и соавтора работы).

Основная задача системы – организация процесса договорной деятельности в соответствии с регламентирующими документами на предприятии, эксплуатирующем систему (например «Положение о договорной деятельности» и т.п.).

Преимущества

Во первых система не является классической системой электронного документооборота которые в основном используются только для согласования. Она охватывает весь процесс договорной деятельности от момента создания заявки на формирование договора и до момента использования действующего договора в финансовых документах.

Систему можно назвать аналитической за счет заложенных в нее алгоритмов, «подсказывающих» пользователю его следующий шаг. Тем самым, например, в КДО

ускорился процесс обучения вновь принятых сотрудников. (В перспективе – повышение общего уровня знания основных аспектов РД «Положение о договорной работе...» всеми участниками договорной деятельности).

Система разработана «с нуля» собственными силами сотрудников компании, следовательно, ее функциональность может быть расширена, а также тиражируема на нефтесервисных предприятиях ГК «ТаграС-Холдинг», предприятиях ГК «Татнефть» или сторонних организациях.

Система взаимодействует с порталом на базе MS SharePoint для того, чтобы использовать хранящиеся на портале шаблоны договоров и спецификации сервисов.

Система обеспечивает автоматическое заполнение шаблонов договоров MS Word на основании реквизитов, указанных в карточке договора. Система обеспечивает отражение всех значимых событий в электронной почте пользователя. Также имеются наработки использования смс-информирования, но они пока что не нашли своего целевого пользователя. Применение электронно-цифровой подписи, которая позволяет усилить контроль над неизменностью визируемых данных системы.

Проверка указания всех обязательных условий в соответствии с РД «Положение о договорной работе...»

В систему регламентированного и управленческого учета выгружаются Договоры после того, как он перешел в статус «Действует». Для того чтобы по ним далее создавались финансовые и бухгалтерские документы.

Отчетность (статистическая, оперативная, аналитическая). Такая как: сколько договоров имеются на том или ином этапе, реестры доходных и расходных договоров, формирование КПЭ и многие другие (список отчетов расширяются по требованиям пользователей).

Экономический эффект.

В принципе, основной целью создания системы не было ускорения работы на каком-то этапе договорной деятельности – она служит для того, чтобы сотрудники неукоснительно соблюдали «Положение о договорной работе...». Тем не менее, она позволяет оптимизировать некоторые процессы договорной деятельности. Расчет экономического эффекта приведен в работе. Дисконтированный срок окупаемости: **2,6 года**, Чистый дисконтированный доход **2 048 тыс. руб. за 5 лет** использования системы.

Заключение.

Мы с уверенностью можем заявить, что создали конкурентоспособное программное обеспечение на платформе «1С: Предприятие», позволяющее принести пользу предприятию, на котором она эксплуатируется, как единовременную (за счет

автоматизации производственных процессов), так и перспективную (за счет возможности анализа и выявления «узких» мест в процессе договорной деятельности и их дальнейшей оптимизации).

Экономические перспективы освоения новых видов продукции предприятием

А.А.Калимуллина (ООО «УК «Система-Сервис»)

Наше предприятие выпускает следующие виды продукции и услуг: погружной кабель, провод ППИ, эмалированный провод, колпачки для НКТ и другие.

Приоритетной задачей для предприятия в связи с высокой конкуренцией на рынке является повышение конкурентоспособности продукции, в том числе и за счет расширения номенклатуры выпускаемой продукции.

Рассмотрим экономическую целесообразность приобретения оборудования для изготовления колпачков для насосно-компрессорных труб.

Целью работы является:

- Освоение новых видов продукции и выход на новые рынки сбыта;
- Увеличение выручки от реализации;
- Максимальная загрузка имеющихся мощностей – увеличение фондоотдачи предприятия;
- Удовлетворение потребностей заказчика путем изготовления изделий под индивидуальный заказ;
- Применение в производство вторичного сырья.

Для организации нового производства на нашем предприятии введено в эксплуатацию уже имеющееся технологическое оборудование:

- Термопластавтоматы COSMO TT1-1410/300 (производство Гонконг) и SINTESI 550/5150 (производство Италия);
- Оборудование для мойки, измельчения и гранулирования отходов полимеров на участке по разделке погружного кабеля б/у.

Ввиду отсутствия спроса на ранее выпускаемую продукцию данное оборудование было законсервировано.

На данный момент восстановлено с минимальными затратами и используется для изготовления нового вида продукции – колпачков для НКТ.

Дополнительно закуплены четыре пресс-формы. Проведен монтаж и настройка оборудования.

На сегодняшний день изготовлено более 18 тыс. колпачков. Полученная продукция полностью отвечает требованиям заказчика. Производственная мощность оборудования более 700 тыс. шт.

Колпачки служат для предохранения резьбы труб НКТ от повреждений и загрязнений при транспортировке и хранении.

Опытная партия успешно прошла испытания и показала высокое качество изделия по сравнению с качеством конкурентов. Колпачки изготовлены из полимерного материала с более высокой стойкостью к отрицательным температурам и физическому воздействию.

Проведен анализ рынка сбыта готовой продукции. Изготовление защитных колпачков для НКТ стало одним из направлений поиска новых рынков сбыта. Колпачки для НКТ изготавливаются под индивидуальный заказ предприятий ПАО "Татнефть" с определенной конструкцией. Кроме того, направлены коммерческие предложения в "Оренбургнефть", в "Самаранефтегаз", в "Уралнефтемаш" и другие компании.

Колпачки для НКТ выигрывают не только по качественным показателям, но и являются экономически привлекательными по ценовому предложению. Цена реализации в среднем на 15% ниже рыночной, так как в производство применяется вторичное сырье.

На сегодняшний день выручка подтвержденная договорами составляет 1,105 млн. руб. в 2015 году (основной заказчик – НКТ-Сервис). При полной загруженности оборудования данная сумма может увеличиться до 6,6 млн. руб.

Затраты на изготовление подтвержденного объема 2015 года составят 389 тыс. руб.

При инвестициях в сумме 1,0 млн. руб., ЧДД составит 1,4 млн. руб. Срок окупаемости 1,4 года.

Так же в связи с внедрением нового оборудования и освоения нового вида продукции наблюдается тенденция к росту фондоотдачи предприятия. Рост в 2016 году по сравнению с 2015 годом составит 1,1%, рост в 2017 году по сравнению с 2015 годом – 2,4%.

Подводя итоги, можно сделать следующие выводы. Освоение нового вида деятельности позволит:

- расширить номенклатуру и рынок сбыта;
- улучшить финансово-хозяйственные показатели предприятия;
- обеспечить поставку качественной продукции по оптимальным ценам;
- сократить затраты основного заказчика, за счет сохранения целостности резьбы и торцов НКТ;
- увеличить фондоотдачу предприятия.

Оптимизация эксплуатационных затрат на перевозку нефти на Тлянчи-Тамакской разведочной зоне за счет дополнительного обустройства месторождения

Р.Р. Хамитов, К.Р. Хисамутдинова (НГДУ "Азнакаевскнефть")

НГДУ располагает 18-ю объектами разработки, в число которых входит Тлянчи-Тамакская разведочная зона (Татсуksинское месторождение) и Гарейское месторождение.

В 2014 году построена и введена в эксплуатацию система сбора нефти от скважин до пункта налива. Транспортировка нефти от пункта налива до пункта сдачи осуществляется авто-цистернами с калиброванной емкостью. Расстояние от пункта налива до пункта слива Новосуксинской УПСН составляет 140 км.

По итогам 1 квартала эксплуатационные расходы на основное производство составили 3651,38 руб./тн. (3641,19 без Актаныша). Тогда как затраты по Тлянчи-Тамакской разведочной зоне составили 4372,7руб./тн. Транспортные затраты по итогам 1 квартала 2015года составили 1 327,93руб./тн. (в том числе 556руб. – затраты на транспортировку) или 30,4% эксплуатационных затрат.

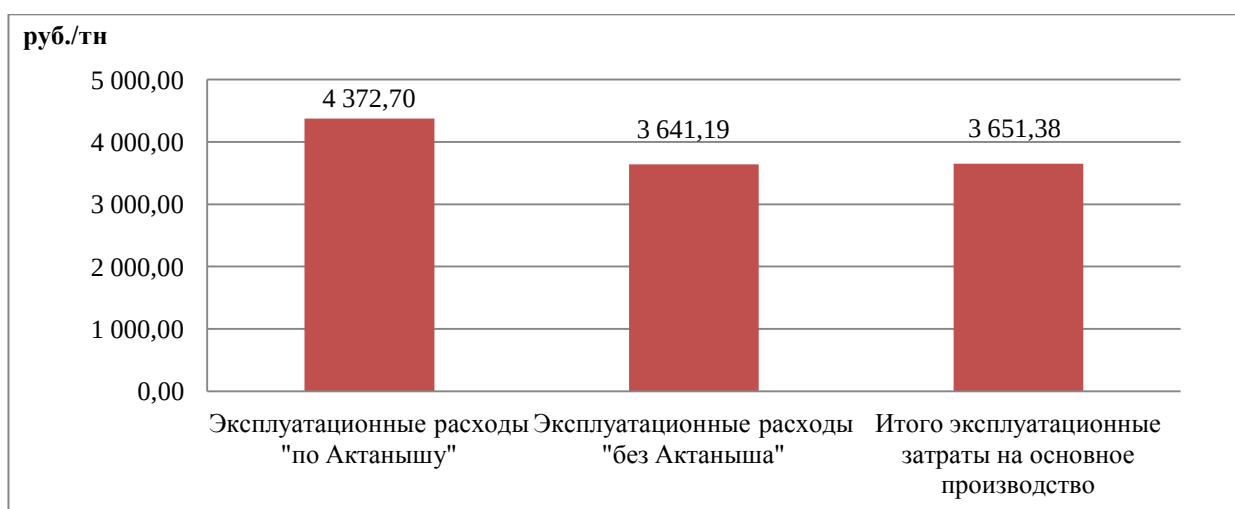


Рис.1. Эксплуатационные расходы по Тлянчи-Тамакской разведочной зоне за 1 кв. 2015 года

С целью снижения эксплуатационных затрат были рассмотрены 2 варианта.

1-й вариант – строительство нефтепровода. Предлагаемая схема транспортировки нефти для сдачи в Бахча-Сарайскую ДНС НГДУ «Прикамнефть». Запланированная протяженность нефтепровода составляет 89,5км, диаметром 273х9мм. На «транспортном отрезке» предварительно подразумевается установка 2-х ДНС. Сумма капитальных затрат по предварительной оценке составляет около 700 млн.руб.

В связи с высоким сроком окупаемости при заложенных условиях было решено проработать 2-й вариант оптимизации эксплуатационных затрат, а именно строительство УПСВ Актаныш.



Рис.5. Предполагаемая технологическая схема УПСВ

Сегодня часть объектов из приведенной выше схемы находятся в эксплуатации. Так, недостающими в данном случае элементами являются буферная емкость, сепаратор НГСВ, отстойник ОГЖФ, отстойник воды, а также операторная и бытовые помещения.

По предварительной оценке затраты на реализацию мероприятия составят 47 млн.руб. Эффект от мероприятия достигается за счет снижения затрат на транспортировку жидкости.

Так, при расчетных 130 тыс. тоннах жидкости в год (со средней обводненностью 21%), подразумевается сброс 15% воды. Чистый дисконтированный доход при 300т/сут 2,5млн.руб., срок окупаемости – 9лет.

Уже сегодня ставится целью добыча 400т/сут., при условии ввода скважин №372,374, которые будут на одном кусте со скважиной 300Г. Чистый дисконтированный доход при 400т/сут 18 млн.руб., срок окупаемости – 5,7лет.

Имитационное моделирование инвестиционного портфеля по бурению

Е.Н. Фролова (НГДУ «Джалильнефть»)

Бурение нефтяных скважин требует больших инвестиционных возможностей и в гораздо большей степени сопряжено с риском, поэтому диверсификация инвестиционного портфеля по бурению приобретает все большую актуальность.

Цель работы – формирование наиболее эффективного инвестиционного портфеля с оптимальным соотношением бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В соответствии с целью поставлены задачи: провести анализ состава и структуры инвестиционного портфеля; выявить недостатки существующей методики формирования инвестиционного портфеля и оценить вероятность неэффективного бурения; осуществить позиционирование скважин в рамках инвестиционного портфеля по основным критериям, влияющим на эффективность бурения; смоделировать оптимальный инвестиционный портфель с минимальным риском, оценить его эффективность.

В структуре капитальных вложений затраты на эксплуатационное бурение занимают наибольшую долю (более 50%). Анализ динамики капитальных вложений за период 2012-2014гг показывает, что затраты на бурение остаются на уровне 1,3 млрд. руб., однако следует отметить, что в 2015г количество скважин увеличивается вместе со стоимостью бурения одной скважины, которая составила 31 млн.руб. в 2013г и 59 млн.руб. в 2015г.

Бурение горизонтальных скважин (ГС) приобретает все большую актуальность, что обусловлено более высоким коэффициентом извлечения в отличие от наклонно-направленных (ННС) при сравнительно большей стоимости. Проведем анализ состава и структуры инвестиционного портфеля по бурению за 2014г., для получения наиболее объективной оценки в анализе участвовали скважины с датой начала и окончания в 2014 г. - 18 скважин, 10 из которых - горизонтальные (56%).

Как показывает факторный анализ объема добычи нефти, наибольшее влияние на его изменение оказывает фактор отработанного времени, т.к. при его снижении на 22% в случае ГС недоборы нефти составили 3,6 тыс.тн. несмотря на то, что дебит нефти составил 16,1 тн/сут при плане 15,4. В случае же с наклонно-направленным бурением отработанное время, как и дебит нефти (10,4 тн/сут.) оказались на уровне плана. Это говорит о том, что бурение ГС сопровождается наибольшим риском не достижения плановых показателей. А снижение времени эксплуатации ГС в первый год связано с тем, что продолжительность бурения таких скважин превышает почти в 2 раза. Поэтому и эффективность инвестиций в первый год на бурение ГС составила 19тн/млн.руб., а по ННС - 38 тн/млн.руб.

Проведенный анализ подтверждает необходимость диверсификации инвестиционного портфеля. Для определения оптимального соотношения скважин по типу бурения воспользуемся методом Шарпа, который позволяет моделировать диверсифицированный инвестиционный портфель, минимизируя риск, обеспечивая возможность получения дополнительной прибыли.

Наш портфель будет состоять из 10 горизонтальных и 8 наклонно-направленных скважин. Для того, чтобы рассчитать доли этих скважин по типу бурения в нашем портфеле воспользуемся MS Excel. Мы имеем различные доходности горизонтальных и

наклонно-направленных скважин на срок эффекта, а также доходность эталонного портфеля (бенчмарка). Доходность скважины прямо пропорциональна доходности единичного портфеля. Далее рассчитаем стоимость портфеля, ее отклонение от эталонной и среднюю ошибку, которую будем минимизировать. Рассчитаем сумму весов, это потребуется нам в дальнейшем для создания ограничения на веса. Для расчета весов нашего портфеля воспользуемся надстройкой Excel «Поиск решений». В целевую ячейку введем среднюю ошибку. Функцию эту мы минимизируем, поэтому поставим условие минимизации. Под изменяемыми ячейками стоит диапазон весов скважин. Ограничения накладываем на веса, чтобы их сумма была меньше 1, и они были не отрицательными. В итоге мы получили следующее соотношение весов скважин по типу бурения в портфеле. Доля ГС составила 49%, доля ННС - 51%.

Зная оптимальное количество скважин по типу бурения, приступим к моделированию портфеля, в который будем включать наиболее эффективные скважины путем их матричного позиционирования, в основе которого два показателя: эффективность инвестиций и нормативная продолжительность бурения.

Метод Шарпа показал, что портфель будет более эффективным, если в нем будет 9 ННС и 9 ГС, так взамен наименее эффективной скважины 21843г лучше запланировать бурение 1 наклонно-направленной. В результате экономии инвестиций в размере 48 млн.руб., объем добычи нефти на год инвестирования составил 30795 тонн (+4%). Индекс доходности - 1,406. Эффективность инвестиций на срок эффекта увеличилась на 21 тн./млн.руб. или на 2% и составила 963,9 тн./млн.руб.

Применение методики имитационного моделирования инвестиционного портфеля по бурению позволит: повысить эффективность инвестиционного портфеля при ограниченной сумме инвестиций; увеличить успешность скважин после бурения за счет минимизации риска; объективно оценивать эффективность вложенных средств.

Повышение эффективности контроля за работой действующего фонда скважин

Э.Р. Миназова, Э.Н. Мустафина (НГДУ «Джалильнефть»)

На сегодняшний день главной проблемой, является обеспечение контроля за состоянием работы действующего фонда скважин и влияния недоборов нефти, связанных с их простоем. Также немало важной считается проблема по обеспечению контроля присутствия технологического персонала на скважине во время обхода. Актуальность этой работы заключается в повышении эффективности контроля состояния работы действующего фонда скважин и контроля присутствия работников на скважине.

Основной целью работы является повышение добычи нефти и повышение производительности труда.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Сокращение недоборов нефти;
2. Сокращение времени на перемещение операторов по ДНиГ;
3. Оценить влияние данных мероприятий на изменение производительности труда.

В настоящее время контроль за фондом производится со скважин, оснащенных контроллерами, и по замерам ГЗУ. Предлагаем следующее решение проблемы. На объектах НГДУ установлены контроллеры КАРАТ-ГЗУ. В будке КИП в контроллер «КАРАТ» ГЗУ устанавливаем радиомодем спектр 433, на скважинах – радиомодуль Спектр 433 Ю, который будет производить обмен информацией с контроллерами КАРАТ.

На первом этапе внедрения проекта были установлены модули Спектр на 30 объектах. Опрос одного объекта осуществляется менее чем за 2 секунды. Таким образом, на опрос исследуемых объектов потребуется не более одной минуты.

Модули позволяют передавать информацию по 4 параметрам, такими как: контроль за состоянием скважины (стоит./работает); контроль за присутствием персонала на скважине (по прибытию на скважину оператор включает тумблер, при убытии отключает); контроль за состоянием устьевого дозатора (стоит./работает).

нахождения оператора скважине.

После внедрения данного проекта в 2014г. добыча выросла на 5,8 тыс. тонн, а недоборы понизились на 2,5 тонны в с утки.

Вложения в проект составили – 5 млн. 75 тыс. руб., что включают в себя оборудование, строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Дисконтированный срок окупаемости год. Чистый дисконтированный накопленный доход составит 25млн. 334тыс. руб.

В качестве заключения приведены преимущества предлагаемого метода контроля за состоянием действующего фонда скважин.

1. Сокращение времени реагирования на остановку скважины.
2. Контроль работы операторов.
3. Упрощение анализа недостоверных замеров по определенному отводу ГЗУ, на который работает сразу несколько скважин, за счет сокращения времени, затрачиваемого на выявление причины пришедшего недостоверного замера.

4. Достаточно просто становится определение, какая именно из скважин, работающих на один ус с пришедшим на него недостоверным замером, находится не в работе.

5. Снижение трудовых и транспортных затрат за счет сокращения выездов на объекты технологического и оперативно-ремонтного персонала по текущей проблеме.

Применение инструментов повышения эффективности контроля за работой действующего фонда скважин позволило:

- снизить недоборы нефти;
- увеличить производительность труда;
- повысить добычу нефти.

Учет затрат по объектам разработки добычи нефти

Э.А. Вахитов, Н.А. Манукян (Центр обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть»)

Систематическое совершенствование методики управленческого учета позволяет руководству максимально эффективно влиять на процесс формирования затрат, упрощает поиск инструментов для стимулирования их снижения, что благоприятно влияет на конечный результат деятельности предприятия.

С 1 января 2015г. к нефти, добытой из конкретных залежей углеводородного сырья, которая отнесена к доманиковым продуктивным отложениям, применяется нулевая ставка НДС (пп. 21п. 1 ст. 342 НК РФ). В связи с этим возникла необходимость разработать проектное решение для организации учета затрат добычи нефти из доманиковых продуктивных отложений в НГДУ в разрезе скважин. Основанием для проектного решения послужила совместно разработанная с управлением бухгалтерского учета и отчетности ПАО "Татнефть" «Методика учета затрат на добычу нефти из доманиковых продуктивных отложений от 25.02.2015г.».

Учет затрат предполагается осуществлять на МВЗ и внутренних заказах.

Для учета затрат, подлежащих прямому отнесению на добычу нефти из доманиковых продуктивных отложений в системе используются внутренние заказы.

Распределение косвенных затрат осуществляется с МВЗ, РБ и ПЦУ цеха добычи нефти и газа НГДУ ПАО "Татнефть", распределение общехозяйственных расходов выполняется с аппарата управления НГДУ.

Схема формирования и распределения затрат по добыче нефти из доманиковых продуктивных отложений в НГДУ в разрезе скважин приведена в Приложении 1.

Для эффективного управления затратами в НГДУ, получения детальных данных по затратам в разрезе скважин на существующих объектах разработки, имеется возможность аналогичного применения данного решения.

Применение позаказного учета по всем НГДУ позволит формирование показателей по каждой скважине, что даст возможность для анализа затрат (затрат на добычу тонны нефти) по конкретной скважине, по объектам разработки добычи нефти, по сорту нефти.

Более сложный (детальный) учет затрат в разрезе скважин влечет за собой повышение трудозатрат как на ручной ввод данных в систему, так и на его обработку. В связи с этим возникает необходимость в поиске доступных путей решения.

Для оптимизации ведения учета в разрезе объектов разработки целесообразно внедрение следующих мероприятий:

1. Автоматизировать создание внутренних заказов.

Автоматизация создания внутренних заказов позволит получить необходимое количество заказов для каждого НГДУ за минимальное время.

2. Интегрировать информацию по производственным показателям для целей учета затрат по объектам разработки

Интеграция производственных данных, полученных из разных программных продуктов с системой SAP, исключит необходимость ручного ввода статистических показателей, таких как расход электроэнергии, объем используемой жидкости, объем нефти и т.п., что позволит эффективно использовать производственное время работников. Интеграция также позволит исключить человеческий фактор, как ошибки при ручном вводе, что может привести к искажению управленческих отчетов, которые могут привести к принятию ошибочных управленческих решений.

3. Автоматическое закрытие себестоимости.

Автоматизация закрытия отчетного периода по формированию себестоимости позволит исключить выполнения комплекса транзакций (программ и отчетов) вручную ответственным пользователем, исключит ошибочную последовательность запуска транзакций. Автоматизация данного процесса также позволит закрытие себестоимости другим сотрудником по принципу взаимозаменяемости. Существенным отличием от ручного запуска также будет являться сокращение производственного времени сотрудника на выполнение запуска комплекса транзакций и времени самого закрытия.

Провести данную автоматизацию возможно последовательно для каждой БЕ, что в конечном результате приведет к закрытию себестоимости всех НГДУ с минимальным участием ответственных пользователей, значительно сократив время закрытия себестоимости НГДУ.

Расчет экономической эффективности от мероприятий, связанных с оптимизацией ведения учета затрат в разрезе скважин представлен в Приложении 2.

Согласно расчетам ЧДД накопленный за 5 лет составит 353688,01 рублей. Срок окупаемости 1 год.

Развитие современных технологий и методик в управлении предприятием поможет компании улучшить качество управления бизнесом и достичь стратегических успехов.

Организация совместного предприятия по производству и ремонту долот PDS

Р.Г. Валиев (ООО «УК «Система-Сервис»)

В условиях рынка одним из основных преимуществ любого предприятия является расширение производственной деятельности, что приводит к повышению конкурентоспособности и увеличению рынка сбыта.

В последние годы при бурении скважин увеличивается применение PDC долот. Объем проходки с их использованием составляет 70% от общего объема бурения. Применение PDC долот при бурении определённых интервалов скважин позволяет до 40% повысить механическую скорость проходки.

В целом применение PDC долот при бурении скважин позволяют снизить простои буровых бригад, непроизводительное время и соответственно сократить сроки строительства скважин.

При оказании долотного сервиса наше предприятие применяет арендованные в ООО «Петро-Тул» PDC долота.

Настоящая работа предполагает создание совместного с ООО «Петро-Тул» предприятия по производству и ремонту PDC долот на базе нашего предприятия.

Планируется, что наше предприятие предоставит производственную площадку, а предприятие партнер в свою очередь технологию производства PDC долот.

Целью данной работы являются:

- Обеспечение потребности PDC долотами собственного производства, а также оказание технической поддержки по отработке данного оборудования без увеличения существующей стоимости бурового сервиса для предприятий группы ПАО "Татнефть";

- Привлечение на предприятие существующих передовых технологий, управленческого опыта, дополнительных материальных и финансовых ресурсов;

- Расширение производственной базы;

- Сокращение импорта за счёт выпуска собственной, импортозамещающей продукции;

- Расширение рынков сбыта.

Риски и неопределенности при создании совместного предприятия:

1. Снижение спроса на PDC долота производства ООО «Петро-Тул» и совместного предприятия;

2. Снижение эффективности при сверхплановом росте затрат на производство и ремонт долот.

Ожидаемый объем в первый год реализации проекта 66 млн. рублей в год. Предполагаемый срок окупаемости проекта 2 года.

Важным преимуществом при создании совместного предприятия будет являться сохранении выручки внутри группы компаний ПАО "Татнефть".

Управление договорными отношениями с сервисными управляющими компаниями как инструмент повышения экономической эффективности предприятия

Р.Ю. Курамышин, Д.Н. Халиуллина (НГДУ «Елховнефть»)

Качество выполнения работ сервисными компаниями и эффективность использования затрат на их услуги – одна из значимых составляющих эффективной работы любого НГДУ. На сегодняшний день затраты на услуги сервисных компаний составляют более 40% от себестоимости добычи нефти. Ежегодно расценки услуг сервисных компаний только возрастают. Так с 2009 по 2014 года рост объемов услуг составил 172,9%. Без управления этими затратами невозможно повышать рентабельность добычи нефти.

В рамках существующих программ по оптимизации затрат специалистами НГДУ «Елховнефть» проанализирована существующая система договорных отношений и ценообразования услуг. По итогам данного анализа были выявлены основные проблемы: 1) высокая стоимость услуг; 2) отсутствие прозрачного и понятного заказчику ценообразования; 3) отсутствие требуемого уровня качества.

Для решения данных проблем были определены 4 наиболее значимых сектора.

Одно из решений – переход на новую систему взаимоотношений и организацию работы по прямым договорам при строительстве скважин, когда. Во 2 полугодии 2014 года испытан пилотный проект и система внедрена в эксплуатацию. Служба бурения НГДУ взяла на себя организацию работ по следующим направлениям: подготовка площадок и рекультивация, долотный сервис, аренда ГЗД, растворный сервис, прямые поставки обсадных труб, освоение скважин, которое проводится силами НГДУ. В результате организации управления процессами строительства скважин, направленными на снижение себестоимости бурения, сэкономлено средств на капитальные вложения в сумме 46,8 млн. руб., в том числе – 26,6 млн. руб. – в 1 квартале этого года (9 скважин). В

результате, достигнуто максимально эффективное использование выделенных инвестиций на эти цели.

Работа по совершенствованию договорных отношений была продолжена. В целях обеспечения прозрачности работы, а также совершенствования взаимоотношений НГДУ «Елховнефть» было предложено пересмотреть договор добычи нефти, путем перехода на прямые договора как с «ТМС групп», так и с субподрядными организациями: «СистемаСервис» и «ТаграС-РемСервис».

По итогам обсуждений был открыт совместный проект с УК «ТМС групп» по совершенствованию договорных отношений. Ключевыми показателями проекта НГДУ «Елховнефть» определило пересмотр суток проката оборудования, а также уход от двойной рентабельности по некоторым направлениям деятельности.

В рамках проекта составлены календарные планы по наземному и глубинно-насосному оборудованию. Определены этапы и сроки реализации. К началу июля ожидается получить результат – новые стоимости услуг.

Третьим перспективным направлением по управлению договорными отношениями является проект с ООО «Татинтек». До сегодняшнего дня работа осуществлялась по уеса или удельной единице степени автоматизации. Суть данного подхода проста – определить среднюю расценку стоимости единицы услуги исходя от базового уровня переданных в 2010 году затрат. С течением времени данный подход показал свои недостатки: 1) Лишь опосредованно связана со сметой затрат, особенно в части переменных затрат; 2) Не позволяет проводить адресное планирование ГТМ; 3) Не позволяет осуществить рыночную оценку стоимости услуг, что вызывает неудобства и раздражение у заказчиков.

Для решения данных проблем совместно со специалистами ООО «Татинтек» разрабатывается методика формирования стоимости услуг в области автоматизированной системы управления технологическими процессами. Основная задача – определить прозрачное ценообразование и оплачивать лишь фактически выполненный объем работ. К примеру, ранее стоимость ТО была в составе уеса, но не всегда качественно выполнялась. Данный подход позволит решить проблемы подобного характера. На сегодняшний день 4 договора из 5 уже предоставлены специалистам НГДУ и в скором времени будут подписаны. По 5 договору существуют спорные моменты, которые в скором времени будут решены.

Следующее перспективное направление – выполнение ГДИ собственными силами. В рамках пилотного проекта нефтепромысел №6 отказался от услуг ООО «ТНГ – Групп» и с начала года выполняет ГДИ собственными силами. В результате нефтепромыслом за 1

квартал сэкономлено 590 тыс. руб. Проект подтвердил свою эффективность и с марта месяца ГДИ выполняются всеми нефтепромыслами.

На сегодняшний день НГДУ в силе выполнять более 80% ГДИ от необходимого уровня ГДИ по НГДУ. В результате частичного выполнения этих работ и другими нефтепромыслами в целом по НГДУ уже сэкономлено 1,6 млн.руб.

НГДУ механизмы управления договорными отношениями подтверждают свою эффективность (в 2015 году НГДУ ожидает получить чистый дисконтированный доход в размере 86 млн. руб.) и могут быть применены в других НГДУ.

Внедрение штрихкодирования в ООО «УК «Татспецтранспорт» на базе 1С

М.В. Горланова (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

Штрих-код на сегодняшний день является самым популярным средством для кодирования информации. Технология штрихкодирования очень распространена во всем мире. Программы на базе 1С 8.3 и 8.2 успешно работают с ней для идентификации товаров и документов.

В нашей Управляющей компании внедрены различные виды штрихкодирования:

- штрихкодирование документов;
- штрихкодирование основных средств;
- штрихкодирование складских запасов.

1) Штрихкодирование документов

Некоторые преимущества использования штрихового кодирования документов:

- увеличение доли информации, вводимой в реальном масштабе времени;
- повышение точности данных;
- уменьшение количества ошибок;
- увеличение производительности обработки материалов;
- ускоряется реализация товаров и услуг;
- сокращение количества не вернувшихся актов и уменьшение времени возврата до 3 дней за счет увеличения степени контроля, благодаря наглядности.

На нашем предприятии в бухгалтерии установлен и используется сканер штрихкодов, что является основным предметом для использования основных преимуществ штрихкодирования.

2) Штрихкодирование объектов основных средств

. Внедрение штрихкодирования основных средств позволяет:

- существенно сократить время на проведение инвентаризации;

- снизить трудоемкость процесса инвентаризации имущества;
- получать достоверные результаты инвентаризации.

В Управляющей компании внедряется штрихкодирование основных средств. Для этого был приобретен термотрансферный принтер и специальная бумага для печати наклеек с нанесенными штрихкодами.

Основным преимуществом для Управляющей компании является значительное ускорение проведения инвентаризации, а также исчезает необходимость отвлечения высококвалифицированных кадров.

3) Штрихкодирование в складском учете

В нашей Управляющей компании также внедряется штрихкодирование на складах. Электронный документооборот синхронизирован с Сервисным центром-3.

Штрихкодирование на складе позволяет:

- повысить точность учета товара и складских операций;
- увеличить грузообработку на имеющихся складских площадях и повысить производительность труда;
- уменьшить затраты на хранение товара на складе;
- снизить количество ошибочных складских операций.

В Управляющей компании используются сканеры штрих-кодов с Wi-Fi модулем, что значительно облегчает процесс оформления документов, а также формирует 100% достоверную информацию.

Преимущества от использования штрихового кодирования:

1. Увеличивается доля информации, вводимая в реальном масштабе времени.
2. Повышается точность данных о товарных запасах.
3. Уменьшаются затраты на проведение инвентаризаций.
4. Уменьшаются расходы на ввод данных.
5. Исключается человеческий фактор.
6. Уменьшается количество ошибок при подборе товаров и их отгрузке.
7. Увеличивается производительность обработки материалов.

Анализ альтернативного варианта налогообложения нефтяных месторождений

Ю.Р. Каримова (институт «ТатНИПИнефть»)

Действующая система налогообложения деятельности по добыче нефти, сформирована в 2002 году и включает два основных ресурсных налога – налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозную таможенную пошлину при экспорте нефти.

Система была введена как временная мера до перехода к налогообложению деятельности по добыче нефти на основе финансового результата и адвалорного роялти в условиях отсутствия действенных на момент ее введения механизмов администрирования доходов и расходов налогоплательщиков. В связи с этим ежегодно осуществляется практика введения или пересмотра точечных налоговых льгот в отношении налогообложения деятельности по добыче нефти.

В работе рассмотрена система налогообложения на основе налога на дополнительный доход (НДД) и режим налога на финансовый результат (НФР), предусматривающие взимание налогов от финансового результата разработки всех или отдельного нефтяного месторождения, при полной отмене НДС.

Более подробно рассмотрен режим НФР. Основой для анализа данного режима послужил проект Федерального закона «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и Бюджетный кодекс Российской Федерации», внесенный в декабре 2014 года депутатами Думы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры в Госдуму РФ в качестве законодательной инициативы и предусматривающий введение Главы 26.6 «Система налогообложения в виде налога на прибыль от реализации добытой нефти».

Настоящим Проектом федерального закона предусмотрено введение НФР в размере 60% при полной отмене НДС. Налоговая база для исчисления НФР рассчитывается аналогично налогу на прибыль с уменьшением на величину «апplikта», позволяющего списание 40% капитальных затрат за 4 года в дополнение к амортизационным отчислениям. Законопроектом предусмотрена обязанность по раздельному учету нефти, а также по раздельному учету доходов и расходов при ее добыче и реализации.

На первоначальном этапе планируется перевод на новый налог небольшого количества месторождений (пилотных проектов), на которых будет проведена проверка новой системы налогообложения. Перечень пилотных проектов сформирован на основе добровольных заявок нефтяных компаний, поступивших в Министерство энергетики РФ.

В работе проведен анализ целесообразности перехода на режим НФР по компании ПАО "Татнефть" в целом и на примере Ямашинского месторождения.

Для оценки влияния НФР на прибыль ПАО "Татнефть" проведен факторный анализ изменения чистой прибыли при переходе от НДС на режим НФР в расчете на 1 тонну. Влияющими параметрами были выбраны НДС (с учетом и без учета льготы) и НФР (с учетом и без учета «апplikта»).

Проведенный анализ показал, что при НДС без учета льготы режим НФР становится эффективнее НДС, даже при отсутствии скидки в виде «апplikта»: при полной

отмене НДС и ставке НФР 60% без учета «апplikта» чистая прибыль компании при НФР составила 2021 р./т, что всего на 2 р./т выше прибыли при НДС - 2019 р./т, «апplikт» способствовал увеличению этой разницы еще на 184 р./т.

При наличии льготы по НДС чистая прибыль компании при НДС составила 2926 р./т, что выше прибыли в режиме НФР на 721 р./т. НФР как с учетом «апplikта», так и без него оказывает большую налоговую нагрузку, чем НДС с учетом дифференциации.

Дополнительно к расчетам в целом по компании проведены расчеты по вариантам НДС (с учетом использования понижающего коэффициента к ставке НДС по степени выработанности) и НФР (параметры приняты по предложенному Ханты-Мансийским округом законопроекту) на примере Ямашинского месторождения.

Расчеты показали, что при заданных условиях реализация варианта НДС является наиболее экономически выгодной. Чистый доход недропользователя при НДС составил 39114 млн. р., что на 12278 млн. р. больше чем при НФР.

Недропользователю выгодно пользоваться режимом НФР пока нет льгот. Когда появляется льгота по НДС, учитывающая степень выработанности, налоговая нагрузка в режиме НДС становится меньше, чем при НФР. Для Ямашинского месторождения в условиях данного режима перелом наступает в 2032 году с появлением этой льготы.

На основании проведенного анализа сделаны следующие выводы:

- 1) Для действующих месторождений ПАО "Татнефть" в данном варианте законопроекта налоговый режим с применением НФР является непривлекательным.
- 2) Режим НФР привлекателен для новых месторождений, в период больших капитальных вложений.
- 3) Для тех месторождений, которые сегодня пользуются налоговыми льготами, предлагаемый режим дает более высокую налоговую нагрузку и отрицательный эффект.
- 4) Существует проблема администрирования данного налога.

Повышение эффективности капитальных вложений за счет автоматизации процесса мониторинга инвестиционной программы

Р.Н. Шаймарданов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

С 2014 года в Стандарт «О порядке формирования, изменения и мониторинга исполнения инвестиционных программ организации, входящих в группу «ТаграС-Холдинг» внесены изменения, касающиеся обязанностей сервисных компаний проводить мониторинг экономических показателей каждого инвестиционного проекта с периодичностью 1 раз в полгода. Анализ предполагает помимо мониторинга исполнения

инвестиционных проектов (контроль сроков закупки и внедрения оборудования, выполнения работ по капитальному строительству), проводить пересчет ТЭО по фактическим условиям и ценовым параметрам за отчетный период. Организация данной работы требует сбора большого массива информации и взаимодействия всех служб предприятий. На практике, существующая в настоящее время схема имеет ряд недостатков:

- Необходим жесткий контроль графика сбора и анализа информации, формирования пакета документов, что отвлекает управленческие ресурсы от выполнения других производственных задач;

- Длительность согласования документов;

- Высокие риски несоблюдения сроков предоставления первичной документации согласно графика документооборота;

- Недостаточная исполнительская дисциплина структурных подразделений дочерних обществ по предоставлению информации (в связи с выполнением конкретных производственных задач).

Одним из методов по достижению поставленных целей является применение такого инновационного инструмента управления производством как процессное управление. Процессный подход к управлению деятельностью предприятия предполагает рассмотрение этой деятельности как последовательность логически связанных действий (процессов) с целью достижения определенных измеримых результатов. Инструментами процессного управления является определение процессов дочерних обществ, отделов и служб аппарата управления по исполнению инвестиционной программы, установление КПЭ процессов.

Для автоматизации процессного управления при мониторинге инвестиционной программы за основу был принят программный комплекс «DIRECTUM», позволяющий достаточно гибко настроить систему для выполнения конкретных задач.

В целях реализации проекта по автоматизации мониторинга инвестиционной программы:1. Определен список специалистов, которые являются ответственными за исполнение инвестиционной программы. 2. Расписаны процессы, определены роли всех участников процессов. 3. Разработано техническое задание на программирование данных процессов и выполнено программирование маршрута.

Система запрограммирована таким образом, что в соответствии с маршрутом автоматически определяет исполнителей и сроки исполнения заданий. В случае превышения сроков, направляется уведомление участнику эскалации (руководителю), для

принятия мер воздействия к исполнителю. Была выбрана иерархическая структура маршрута передачи данных, начиная с ответственного лица в цехе дочернем обществе до заместителя директора по экономике и финансам.

Язык программирования ПО «DIRECTUM» (IS-Builder), позволил реализовать цикличность еженедельного контроля исполнения заданий с разбивкой на этапы предоставления информации соответствующим календарному месяцу.

Контроль сроков организуется путем напоминаний ответственным пользователям посредством программы о необходимости выполнения конкретных действий, а также направления им с напоминанием типовой формы отчета для заполнения.

Таким образом, применение методов процессного управления при мониторинге инвестиционной программы позволило:

- обеспечить выполнение планового показателя чистой прибыли при внедрении инвестиционных проектов по ОНВСС за 2014 год;
- обеспечить равномерную загруженность инженерно-технического состава работников компании и её дочерних обществ, т.е. возможность распланировать рабочее время так, чтобы выполнить все задания в срок;
- повысить ответственность работников за исполнение инвестиционной программы;
- повысить оперативность предоставления данных;
- использовать время на выполнение аналитических функций экономистами отдела цен и инвестиций.

Учитывая, что для реализации проектов производится исключительно специалистами ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» без привлечения программистов и разработчиков программного комплекса «DIRECTUM», затраты на его внедрение отсутствуют.

Анализ влияния на показатели НГДУ реализации проекта по изменению схемы обеспечения цехов материалами

И.Р. Габсалямова, Ю.Г. Зюлева (НГДУ «Альметьевнефть»)

Вытягивающая система в ЦДНГ основана на прогнозировании и относительно точном планировании размера запасов ТМЦ на основании анализа потребления в целом по цеху за предыдущий год. Исходя из этого прогноза, осуществляется получение ТМЦ и завоз в бригады для обеспечения регламентированного объема материального запаса на каждом складе бригады. При данной системе управления потоками ТМЦ перемещаются со склада ЦДНГ на склад бригады в соответствии с заказом карточки канбан.

Материальный поток как бы вытягивается получателем по заявке, поступающей в диспетчерскую ЦДНГ, а далее к кладовщику.

Реализация проекта осуществляется в три этапа.

Этап №1 – описание функций участников предлагаемой системы. В данном проекте задействованы следующие участники:

1. Диспетчерская ЦДНГ.
2. Кладовщик ЦДНГ.
3. Оператор д/н.
4. Мастер д/н.
5. Начальник ЦДНГ.

Этап №2 – предварительная подготовка ТМЦ для удобства доставки, хранения и использования. Для реализации проекта использованы следующие виды материалов и комплектующих:

1. Сальники СУСГ.
2. Ремни для клиноременной передачи СК и ПЦ.
3. Поранит для изготовления прокладок.
4. Сальниковая набивка
5. Лакокрасочные материалы
6. Смазка Литол.
7. Болты и гайки.

Этап №3 – удобная система доставки ТМЦ к месту ведения работ. Весь необходимый в работе набор ТМЦ поставляется на склад бригады в удобном для транспортировки и мгновенного использования виде. Ежедневно происходят потери связанные с отсутствием системы «все необходимое – под рукой». Операторы д/н берут с собой на обход только то, что считают нужным. Зачастую с собой не оказывается нужного ключа, сальника, ремней – в итоге необходимая к использованию срочная работа переносится на следующий день. Это ведет к непроизводительной потере времени, приводит к дополнительным затратам техники, средств (несвоевременная замена ремней, набивка сальников). В связи с отсутствием удобного, надежного, легкого инструмента доставки ТМЦ на объект (сумки, ранца оператора д/н) происходят потери времени оператора.

Предлагается разработать и изготовить ранец оператора д/н, формы навесных ящиков для мото- и снегоходной техники и утвердить перечень необходимого ТМЦ, для комплектования ранца и ящиков мото- снегоходной техники перед началом обхода.

На данную систему поставки ТМЦ в бригады написано рационализаторское предложение и получен экономический эффект. Данная система позволяет снизить расход материалов и сократить затраты на поставку ТМЦ в ЦДНГ. За время реализации проекта в ЦДНГ сократились затраты на материалы на 95 тыс. рублей. (Приложение 1).

В рамках реализации проекта по всем цехам НГДУ предположительный эффект за год внедрения проекта составит 1 150 тыс. рублей. (Приложение 2).

В рамках данного проекта были решены вопросы своевременной поставки ТМЦ в бригады цеха за счет точного планирования заказа ТМЦ ЦДНГ. Это позволило снизить остатки ТМЦ на складах ЦДНГ, а также сократить временные и денежные затраты НГДУ, увеличить оборачиваемость оборотных средств.

Данную систему предлагаем тиражировать в целом по компании ПАО "Татнефть".

Разработка программы повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности машиностроительного предприятия

Ю.В. Шурыгина (БМЗ ПАО «Татнефть»)

Для снижения себестоимости продукции, производимой на предприятии, и повышения уровня прибыли и эффективности деятельности, была разработана программа повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть". Стратегическая цель программы - восстановление объемов производства до достижения уровня безубыточности, наращивание производства до 3 млрд. рублей и повышение эффективности деятельности Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть" в целом.

В данной работе рассмотрены три мероприятия, направленные на повышение эффективности финансово-хозяйственной деятельности машиностроительного предприятия, такие как:

1. Запуск воздухоразделительной установки «Эр Ликид» для хранения и газификации кислорода.
2. Внедрение гравировально-фрезерного станка Comagrav «Zonda 3000» для ускоренного производства литейных форм из дерева.
3. Установка сварочного центра «ESAB» САВ 460 С 5,0х7,0.

Реализация данных мероприятий привела к совершенствованию средств труда (внедрение прогрессивной техники, повышение доли усовершенствованного оборудования), предметов труда (применение прогрессивных видов сырья, материалов) и рациональному использованию материалов.

Реализация мероприятий по снижению затрат на производство продукции позволила снизить как неэффективные постоянные затраты, так и обеспечить средствами, необходимыми заводу для развития, например, направленные на повышение эффективности имеющихся мощностей.

В таблице 1.1 представлено влияние сокращения затрат на производство цепного привода.

Таблица 1.1 – Материальные затраты на производство привода ПЦ-80 до и после проведения мероприятий

Статьи затрат	До внедрения	После внедрения	Отклонение	
			(+/-)	%
Материалы на технологию	1527405	1527405	0	100,00
Электроэнергия	7990,44	5290,05	-2700,39	33,68
Изготовление инструмента и оснастки	135,46	105,31	-30,15	22,48
Итого затрат	1535530,9	1532800,36	-2730,54	2,1

Сокращение затрат по производству данного вида продукции произошло по статье электроэнергия на 33,68%. Также расходы снизились по статье изготовления инструмента и оснастки на 22,48%. Итого произошло снижение затрат на изготовление ПЦ-80 на 2 730,54 тыс. руб., что составляет 2,1%. Внедрение новой техники и технологии производства теплообменного оборудования оказало положительное влияние на рентабельность производства. Удельный вес теплообменного оборудования в общем объеме реализованной продукции БМЗ составил 9,2%. Влияние рассмотренных мероприятий на рентабельность производства представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Изменение рентабельности производства под влиянием внедренных мероприятий

Виды продукции	Себестоимость, тыс. руб.		Прибыль, тыс. руб.		Рентабельность, %		Измен ение, %
	до	после	до	после	до	после	
Теплообменное оборудование	125998	124213	43321	45106	34,4	36,3	1,9
Прочая продукция	1327968	1327968	350107	350107	26,4	26,4	-
Всего	1453966	1452181	393428	395213	27,05	27,2	0,15

Таким образом, в результате внедрения данного комплекса мероприятий рентабельность производства всей продукции повысилась на 0,15%, в том числе за счет повышения рентабельности теплообменного оборудования на 1,9%.

Управление процессами обеспечения производства

Л.М. Халфеев (УК ООО «ТМС групп»)

В условиях современной экономики остро встает вопрос снижения издержек и повышения качества оказываемого сервиса. Практика показывает, что в процессе производства до 70% издержек приходится на процессы логистики такие как: затраты на закупку и ремонт, транспортировку и складирование оборудования.

Эффективное управление обеспечением Заказчика оборудованием складывается из следующих промежуточных процессов: снабжение, ремонт, управление запасами, учёт, складирование, транспортировка.

В представленной работе описаны результаты реализации проекта по логистическому управлению процессами обеспечения производства на примере одной компании.

На первом этапе проекта в 2010г. произвели централизацию хранения и управления ремонтами оборудования на единой производственной площадке.

Децентрализованный сервис оборудования приводил к таким проблемам, как:

1. Высокий уровень запасов продукции в цехах.
2. Высокий уровень трудозатрат и транспортных расходов.
3. Различный уровень качества ремонта продукции.

После централизации ремонта были выявлены следующие проблемы: большое количество мест хранения оборудования, нарушение стандартов хранения, трудозатраты на проведение инвентаризации. Данные проблемы влекли за собой непроизводственные потери на излишнее передвижение, транспортировку, запасы, ожидание.

Для обеспечения качественного учета и перемещения оборудования организован центральный склад, приобретено и смонтировано специализированное складское оборудование, созданы рабочие места складского персонала и учетная группа.

Следующий этап реализации проекта - стандартизация управления процессом ремонта оборудования. В результате анализа было выявлено, что из-за отсутствия управления процессом ремонта, цех, ориентируясь на общее количество в производственном плане, производил ремонт различного оборудования без учета

потребности со стороны Заказчика. Это повлекло за собой рост не оборачиваемого оборудования, а также не обоснованные затраты на ремонт.

Для решения этой проблемы организован ремонт по вытягивающей системе на основании потребности центрального супермаркета. На ремонт перемещается только востребованное на данный момент оборудование. Потребность рассчитывается на основании остатков ремонтного фонда, готовой продукции и производительности участка.

Одним из актуальных вопросов в процессе обеспечения является «какое количество необходимо хранить на складе?». Традиционные инструменты управления запасами основываются на намеренном завышении необходимых остатков, чтобы чувствовать себя комфортно. Это влечет за собой проблемы оборачиваемости, затрат на хранение и учет оборудования.

Решением в данной ситуации является широко применяемый инструмент вытягивающего типа - «супермаркет». Цепочка поставок была разделена на 4 этапа: поставщик - центральный супермаркет - цеховой супермаркет – заказчик. Процесс отгрузки оборудования порождает процесс ремонта и пополнения необходимой номенклатуры оборудования, исключая перепроизводство и затоваривание склада.

Одним из ключевых этапов обеспечения является своевременная доставка оборудования. Существующая схема доставки являлась неэффективной по ряду причин: отсутствовало управление процессом транспортировки, часто возникали случаи срывов поставки и как следствие появлялись срочные заявки, что влекло отправку не до загруженного транспорта в «горячую точку».

С целью снижения потерь на транспортировку была определена оптимальная схема движения транспорта. Определен единый владелец процесса. Для снижения времени ожидания погрузки/разгрузки в цехах и повышения мобильности было принято решение организовать перевозку с привлечение техники с предустановленными кранами-манипуляторами.

Обозначим основные результаты реализованного проекта: сокращение количества нарушений складирования в 7 раз; снижение невостребованного оборудования на 20%; снижение запасов отремонтированного и нового оборудования на ремонт более чем на 45 млн. руб.; увеличение оборачиваемости оборудования на 30%; увеличение эффективности использования транспорта на 45%.

Экономический эффект от реализации проекта по логистическому управлению процессами обеспечения производства был рассчитан за счет снижения затрат на приобретение материалов для изготовления оборудования и трудозатрат на проведение инвентаризации. Экономический эффект составил 2 млн. руб. в год. Для ПАО "Татнефть"

экономия достигается за счет снижения простоев бригад ПРС. Среднегодовой экономический эффект составит ориентировочно 1,2 млн. руб.

Признание управленческих расходов с целью оптимизации учетного процесса

Л. И. Гайсина (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Изменение системы общественных отношений, вызванное переходом на рыночную экономику, обусловили необходимость соответствующей трансформации системы бухгалтерского учета в России. Назрела необходимость приведения отечественной системы бухгалтерского учета в соответствие с МСФО.

Началом реформирования бухгалтерского учета в России стало внедрение в учетную практику Плана счетов, что существенно изменило методологию учета многих объектов учета. В последующем на процесс реформирования бухгалтерского учета оказало принятие Положения о бухгалтерском учете и отчетности в Российской Федерации и Положения по бухгалтерскому учету "Учетная политика предприятия".

Процесс реформирования, в том числе, затронул и порядок учета управленческих расходов.

До ожидаемых нас изменений в отношении управленческих расходов порядок учета расходов на управление производством определялся отраслевыми инструкциями по вопросам планирования, учета и калькулирования себестоимости продукции, а также Учетной политикой организации.

В нашем случае управленческие расходы отражались по дебету счета общехозяйственных расходов, с которого в дальнейшем перераспределялись по объектам калькулирования в дебет счета 20 на производство продукции основного вида деятельности, счета 23 на продукцию (работы, услуги) вспомогательных производств и счета 29 на услуги обслуживающих производств.

Начиная с годовой отчетности за 1996 год в отчете о прибылях и убытках, появилась статья «Управленческие расходы», по которой отражались суммы, учтенные на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в соответствии с установленным порядком и списываемые непосредственно в дебет счета 90 «Продажи» (п. 3.4 Приказа Минфина России от 12 ноября 1996 N 97 "О годовой бухгалтерской отчетности организаций").

Если организацией не был принят в учетной политике порядок списания ОХР непосредственно в дебет счета 90, то их доля, относящаяся к реализованной продукции, отражалась по статье "Себестоимость реализации товаров, продукции, работ, услуг".

Такое новшество стало первым шагом к изменению порядка признания

управленческих расходов.

С годовой отчетности за 2000 г. начинает действовать Положение по бухгалтерскому учету 4/99 «Бухгалтерская отчетность организации», в соответствии с пунктом 23 которого отчет о прибылях и убытках должен был содержать показатель «Управленческие расходы». Этот показатель вместе с показателем «Коммерческие расходы» уменьшает показатель «Валовая прибыль», формируя показатель «Прибыль (убыток) от продаж». При этом показатель «Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг» формируется без учета коммерческих и управленческих расходов.

В ближайшее время нас ожидает утверждение нового Положения по бухгалтерскому учету «Запасы», действие которого в отличие от ПБУ «Учет материально-производственных запасов» ПБУ 5/01 распространяется не только на товары, сырье и материалы, готовую продукцию, но и на незавершенное производство. С принятием нового Положения изменится подход к определению фактической стоимости запасов. В нем однозначно определяется, что общехозяйственные расходы не включаются в себестоимость запасов.

Таким образом, в настоящее время назрела необходимость пересмотреть порядок учета общехозяйственных расходов и внесения соответствующих поправок в Учетную политику нашей Компании, предусматривающих списание общехозяйственных расходов непосредственно в дебет счета 90 «Продажи» без распределения по объектам калькулирования.

Кроме, приведения форм бухгалтерской отчетности в соответствие с требованиями к раскрытию информации в бухгалтерской отчетности, Компания получит эффект от экономии времени работников, занимающихся перераспределением общехозяйственных расходов между структурными подразделениями, цехами, участками и заказами.

Бухгалтерская служба НГДУ сможет начинать процедуру закрытия себестоимости, не дожидаясь передачи общехозяйственных расходов из Исполнительного аппарата.

Кроме того сокращение числа перераспределительных функций разгрузит процедуру закрытия в программе SAP.

Если же предлагаемые изменения будут приняты и утверждены Учетной политикой Компании, учет общехозяйственных расходов значительно упростится. НГДУ не будут иметь задержки в начале процедуры закрытия себестоимости, а каждая структурная единица в свою очередь получит запас времени для учета управленческих расходов, списание которых можно будет осуществить в независимости от формирования себестоимости продукции, передаваемой в УРНиН.

Автоматизация лимитно-заборных карт в программном комплексе 1С

А.З. Баязитова (ООО «УК «Татбурнефть»)

Главный, стратегический вид деятельности ООО «Татбурмонтаж» это оказание услуг по строительству (стационарных и мобильных) буровых установок. Монтаж буровых установок производится следующими способами:

- первичный;
- агрегатный;
- крупноблочный;
- мелкоблочный;
- передвижка БУ в кусте;

Для осуществления своей производственной деятельности ООО «ТБМ» производит систематическое потребление материальных ценностей. Количества потребляемых ценностей определяются лимитами на каждый вид монтажа буровой установки. Оформление и отпуск таких материалов производится по лимитно-заборным картам.

Лимитно-заборная карта – представляет собой документ (межотраслевая форма №М-8), который составляется при отпуске товарно-материальных ценностей. Также лимитно-заборные карты являются отчетным документом при списании ТМЦ со склада. Следует отметить, что при расчете лимита берут во внимание заранее рассчитанные нормы объема расхода материалов.

В ООО «ТБМ» используются 9 видов утвержденных лимитно-заборных карт. До недавнего времени действовала следующая схема списания ТМЦ по ЛЗК: экономист ОЭСП по заявке мастера распечатывала ЛЗК, согласовывала с начальниками ОЭСП и ОТМЦ, директором ООО «ТБМ» затем передавала мастеру. Далее мастер вручную заполнял лимитно-заборную карту согласно своей ведомости по производственным затратам, сдавал ее в бухгалтерию. Бухгалтер отдела ТМЦ «набивала» в программе 1С материалы из записей мастеров, вручную считала количество материала, сумму и проводила списание.

Старая схема списания материалов подразумевала ряд проблем:

- тратилось большое количество рабочего времени экономиста на печать ЛЗК для каждого мастера, согласование ЛЗК, («хождения по кабинетам»);
- бухгалтер терял время на то, чтобы разобраться в заполненных документах мастеров, подсчитать количество материала, суммарный итог, а затем списать материалы;

- производственники теряли рабочее время на переписывание вручную номенклатурных номеров, указание количества использованного материала для списания, использовали транспорт, чтобы забрать подписанные лимитки.

Совместно с отделом ТМЦ экономистами были внесены в программу 1С утвержденные, рассчитанные по суммам и нормативам лимитно-заборные карты.

Таким образом, была составлена более оперативная схема списания ТМЦ по ЛЗК: по заявке мастера экономист ОЭСП в 1С в течении нескольких минут создает на конкретную скважину лимитно-заборную карту. Затем кладовщик проводит перемещение материала со склада на лимитку открытую на ответственного лица. Бухгалтер согласовывает и проводит документ по управленческому, бухгалтерскому и налоговому учету.

Подводя итог, хотелось бы сказать, что переход на автоматизированную систему в программе 1С состоялся, а рассчитанный годовой экономический эффект от внедрения вышеуказанного мероприятия составил более 170 тысяч рублей, что позволило:

- значительно сократить время на обработку ЛЗК;
- осуществить оперативный контроль списания материалов;
- отразить более емкую информацию о суммах на материалы для строительства БУ и видах монтажа БУ;
- наладить маршрутизацию документов;
- контролировать остатки материалов мастеров ВМБ в ведомости по партиям товаров на складах.

Оптимизация деятельности предприятия в области добровольного страхования имущества в НГДУ «Джалильнефть»

И.Р. Каюмов, С.Р. Хуснутдинова (НГДУ «Джалильнефть»)

Страхование - это отношения по защите имущественных интересов физических и юридических лиц при наступлении определенных событий (страховых случаев) за счет денежных фондов, формируемых из уплачиваемых ими страховых взносов (страховых премий).

Основными страховщиками в ПАО "Татнефть" являются:

1. Страховое открытое акционерное общество «Национальная Страховая Группа».
2. Закрытое страховое общество СК «Чулпан».

По договорам страхования имущества ПАО "Татнефть" страховым случаем является совершившееся событие, предусмотренное договором страхования, выразившееся в гибели (утрате) или повреждении застрахованного имущества, с наступлением которого

возникает обязанность Страховщика произвести выплату страхового возмещения Страхователю.

В соответствии с договорами страхования до 2009 года имущество НГДУ было застраховано по следующим страховым случаям: «Пожар», «Залив», «Взрыв», «Падение предметов и их частей» (НКТ и штанги), «Противоправные действия третьих лиц», «Стихийное бедствие», «Поломка оборудования».

В 2007 и 2008 годы фиксировались страховые случаи лишь по «поломке оборудования». Однако страховые выплаты составляли значительную сумму – 35%-42% от общих страховых взносов.

Страховые выплаты за 2007-2008 гг., млн.руб.

Страховые случаи	2007 год	2008 год
Поломка оборудования	65,71	52,36

Структура страховых случаев:

- обрыв штанг (32%);
- поломка ГНО (60%);
- обрыв НКТ (1%);
- поломка электрооборудования (2,5%).

Основная доля выплат приходилась на обрыв штанг и поломку ГНО.

В 2008 году после реорганизации ПРЦГНО часть имущества НГДУ, в частности **НКТ, штанги и ГНО**, были переданы в собственность УК «ТМС групп». За этим последовало, в 2009 году, изменение договора страхования имущества. Так с 2009 года по настоящее время, согласно договору страхования, «Поломка оборудования» не является страховым случаем. Соответственно, при поломке любого оборудования НГДУ, ремонт осуществляется за счет собственных средств.

На сегодняшний день наблюдается устойчивая тенденция поломок электрооборудования, в частности электродвигателей и трансформаторов. Количество поломок электрооборудования увеличилось почти вдвое с 2009 по 2013 годы (с 48 до 92). В 2014 году хоть и наблюдается некое снижение количества поломок, тем не менее расходы на капитальный ремонт электрооборудования имеют тенденцию роста. За 2014 год расходы на ремонт составили 6,5 млн.руб. А ежегодные расходы на страхование данных объектов составляют порядка 5млн.руб.

За 2009-2013 годы ни одного страхового случая, по данным объектам, зафиксировано не было. Хотя за шесть лет вышли из строя более 450 электродвигателей и

трансформаторов. Таким образом общий убыток от неэффективного страхования электрооборудования за рассматриваемый период составил 67,2 млн.руб.

В связи с изложенным, считаю необходимым, рассмотреть возможность возврата к старому варианту договора, действовавшему до 2009года. Данное мероприятие позволит сократить расходы на капитальный ремонт электрооборудования это от 6 до 10 млн.руб. ежегодно.

За 2013 год расходы на страхование имущества составили 164 млн.руб. Структура страховых взносов в разрезе объектов страхования состоит из следующих групп: Скважины - 110млн.руб., Здания - 4млн.руб., Трубопроводы - 29млн.руб., Прочие - 22млн.руб.

Изучив пообъектно группу «Прочие» удалось выявить безрисковые объекты страхования, куда вошли: бетонированные площадки, щебеночные площадки, средства КИП (счетчики, газоанализаторы), старая мебель, будки, вагон-домики, прочие малоценные предметы. Всего 9342 объекта. Данные объекты можно рассматривать как безрисковые, поскольку признать по ним страховой случай не представляется возможным и/или маловероятен, так как эти объекты уже имеют большой физический износ и большинство из них являются малоценными (первоначальная стоимость до 40тыс.руб.). Общая сумма страховых взносов по данным объектам составляет 1,8млн.руб.

Таким образом, исключив данные объекты из списка страхуемого имущества, получим экономию 1,8млн.руб.

Совершенствование производственных процессов на предприятиях нефтехимического комплекса ПАО «Татнефть»

И.И. Якупов, Г.Ш. Гарипова (НИС ПАО «Татнефть»)

Целью работы ставится рассмотрение и анализ процессного подхода к управлению производственными процессами предприятий нефтехимического комплекса и разработка методов по их совершенствованию.

Анализ ТЭП с 2011-2013 год показал в целом отрицательную динамику, это подтверждается показателями за последний анализируемый 2013 год, темпы роста себестоимости опережают темпы роста объема тов. продукции, это говорит о росте затрат на 1 рубль товарной продукции, что является отрицательным моментом, так же предприятие не получила прибыли за 2013 год.

Для того чтобы подробнее найти причину упущенной прибыли, построена схема производственных процессов, в которой выделено три раздела (Управленческий, Основной, Поддерживающий).

Процесс управление экономикой и управление финансами, декомпозируется на под процесс: Управление финансами, который в свою очередь декомпозируется на Управление нормативами НОС и выполнение графика возврата заемных средств.

Мониторинг осуществлялся с помощью оценки результативности ключевых показателей эффективности.

Оценка результативности процесса осуществляется по КПЭ путем сравнения фактических значений показателей с установленными целевыми значениями с присвоением соответствующей категории – «А» или «В».

Мониторинг за квартал, показал не результативность под процесса: Управление норматива НОС, отклонение составило 8.5%.

Для того чтобы найти причину не результативности построена причинно-следственная диаграмма под процесса управление норматива НОС.

Выявлено, что эффективность деятельности предприятия во многом зависит от правильного определения потребности в оборотных средствах. Оптимальная обеспеченность оборотными средствами ведет к минимизации затрат, улучшению финансовых результатов, к ритмичности и слаженности работы предприятия.

Для того чтобы улучшить результативность под процесса Управление норматива НОС и всего процесса управление экономикой и финансами, необходимо пересмотреть методику расчета норматива готовой продукции.

Далее была рассмотрена существующая методика расчета норматива готовой продукции.

За 2013 год по старой методике наблюдается наращение остатков готовой продукции с 443 тыс. шт. до 1 283тыс. шт.

Расчет норматива готовой продукции (Нгп) по старой методике производился от утвержденных объемов производства через однодневный выпуск продукции, деленный на расчетный период 90 дней и умноженный на норму в днях. Норма в днях устанавливалась на основании ежеквартально обновляемого анализа фактических периодов оборачиваемости готовой продукции за предыдущие 3 года согласно данным бухгалтерского учета. Расчет норматива производился по формуле:
$$Нгп = ВП : Т * Тоб.гп.$$

Если норма в днях рассчитывается исходя из фактических значений оборачиваемости, а факт постоянно увеличивается, то и расчетный норматив

увеличивается. Поэтому при расчете норматива необходимо учитывать влияние других факторов.

На основании вышеизложенного, внесены следующие изменения в действующую Методику установления норматива нормируемых оборотных средств

Норматив остатков готовой продукции (Нгп) в новой методике рассчитывается исходя из утвержденных планов реализации через однодневный объем реализации деленный на расчетный период 90 дней и умноженный на норму оборачиваемости готовой продукции в днях: $Нгп = РП : Т * Тоб.гп$.

Норма оборачиваемости готовой продукции в днях (Тоб.гп) устанавливается на год на основании анализа фактических объемов реализации продукции за 3 года.

Предполагаемый экономический эффект за квартал составил 370 560 тыс. руб., что в натуральном выражении составило 160 тыс. шин.

Благодаря этому годовое использование складского помещения снизиться на 119 200 м², затраты на которые составляют 24 574 тыс. руб.

В результате предложенных мероприятий экономический эффект составил всего за год 395 134 тыс. руб., в том числе за счет:

- снижения норматива готовой продукции на 370 560 тыс. руб. в год;
- уменьшения использования складских помещений на 24 574 тыс. руб.

Внедрение электронного документооборота первичных документов

в НГДУ «Елховнефть»

А.М. Мирхайдарова, Р.И. Галимова (НГДУ «Елховнефть»)

Актуальность темы. В рамках деятельности предприятий и организаций первичные документы являются универсальным носителем информации. Они используются в качестве инструмента управления и выполняют функцию обеспечения взаимодействия между внутренними и внешними контрагентами. Все задействованные в бизнес-процессах сотрудники, как рядовые специалисты, так и руководители, принимают участие в создании, обработке, хранении и распространении документов. Эффективность постановки и внедрения электронного документооборота влияет на качество работы всего предприятия в целом.

Целью проекта является:

–перевод компании от обмена с контрагентами с бумажных документов на электронные по утвержденным ФНС России форматам следующих электронных документов:

1. Акт приема-сдачи выполненных работ;
2. Товарная накладная (ТОРГ-12);
3. Счет-фактура;
4. Универсальный передаточный документ.

– мгновенный доступ в информационных системах к юридически значимой информации;

– сделать информацию независимой от физического носителя и открыть возможность движения информации в электронном виде.

Согласование и обработка документов на бумажном носителе несет в себе:

- 1) транспортные затраты;
- 2) затраты на согласование и подписание документов;
- 3) затраты на ввод и обработку документов;
- 4) затраты на ввод и подготовка документов при камеральной налоговой проверке;
- 5) затраты на расходные материалы (бумага, картридж и др.)

Затраты на согласование и подписание документов - это время, которое нужно не для прочтения документа, а время, которое нужно для того, чтобы донести и унести документ от согласующего или подписывающего документ.

Это время состоит из:

- доставки документа в цех или из цеха;
- движения документов между отделами и канцелярией;

Все эти факторы определяют низкую скорость документооборота, что приводит к несвоевременной сдаче документов в отдел бухгалтерского и налогового учета, ежемесячному переносу объемов на следующий отчетный период, убыткам компании, а также нарушению условий договоров в части сроков согласования.

Если рассмотреть электронный документооборот то процесс согласования и подписания документа не отменяется, а становится электронным с использованием электронно-цифровых подписей, которые выдаются персонально согласующему и подписанту.

Система ЭДО предполагает движение документа в электронном виде через спец. оператора. Спец. оператор – это компания, которая обеспечивает движение документа по защищенным каналам связи.

Эффективность предлагаемого мероприятия. Внедрение электронного документооборота в НГДУ «Елховнефть» позволит:

- 1) Осуществлять контроль ведения договоров;
- 2) Существенным образом сократить время;

– на доставку документов между контрагентами (транспортные и почтовые расходы);
– на согласование документов внутри организации;
– на обработку документов внутри организации (проведение документов в бухгалтерском учете);

3) Уменьшит влияние человеческого фактора на количество ошибок;

4) Повысит контрольные функции во входящем потоке документов.

– номер договора и его наличие;

– коды соответствующих позиций спецификаций договора;

– контроль стоимости количества поставки и отгрузки, в том числе единиц измерений.

Эффективность внедрения методов процессного управления в области ПРС

Л.Р. Мифтахотдинова, Г.А. Раянова (НГДУ «Альметьевнефть»)

С целью совершенствования процесса управления и повышения производительности труда, в ПАО "Татнефть" был разработан временный регламент - «Управление процессами в ПАО "Татнефть" и введено в действие стандарт СКУ-2014.

Предпосылками внедрения процессного управления при ПРС НГДУ «Альметьевнефть» явились следующие факторы:

- Высокая стоимость и продолжительность ПРС в сравнении с другими НГДУ
- Неудовлетворительная оценка Инженерного центра по ряду показателей в области ПРС.
- В организации ПРС задействовано большое количество отделов, служб и цехов НГДУ, из чего следует, что улучшения показателей НГДУ в области ПРС можно путем повышения эффективности взаимодействия участников подземного ремонта скважин.

Цель проекта - снижение стоимости и продолжительности ПРС (не превышение средней по ОАО «ТН» стоимости и продолжительности ремонта):

1. Повысить эффективность планирования
2. Сократить затраты на осуществление ремонта скважин
3. Обеспечить своевременное и качественное оформление актов на выполнение работы.

Поставлена задача – описать и обеспечить результативность основных и сквозных процессов в области ПРС.

Внедрение процессного управления состоит из двух этапов.

В первом этапе были определены наиболее проблемные процессы и составлен план описания процессов. Из планов описания были исключены процессы, не требующие особого внимания. Далее приступили к мониторингу результативности и управлению результативностью процессов.

На втором этапе были охвачены наиболее проблемные процессы, обеспечивающие сокращение средней стоимости и продолжительности ПРС.

Для обеспечения оперативного контроля над результативностью процессов было введено в действие единая информационная система (портал) по процессному управлению на веб-ресурсе НГДУ «Альметьевнефть».

В течении 2014 года в области ПРС было внедрено 32 процесса, из них:

- 47 % (15 шт.) - стабильно результативно;
- 44 % (14 шт.) - эпизодически показывают нерезультативность;
- 9 % - это 3 процесса, которые вывести на стабильную результативность в 2014 году не удалось, несмотря на принимаемые меры и реализуемые мероприятия. Не смотря на это, ТЭПы НГДУ по сравнению с 2013 годом улучшились:

- средняя продолжительность ремонта сократилась на 16,4%;
- средняя стоимость ремонта снизилась 3,3%;
- Количество ремонтов составило 933 скв., что на 133 скв.(16,6%) больше.

По оценкам инженерного центра ПРС НГДУ «Альметьевнефть» по сравнению с другими НГДУ с 6 места поднялся на 4 место.

Нужно отметить, что 27% от достигнутого эффекта обеспечено внедрением процессного управления.

Внедрение процессного управления при ПРС позволило:

- ✓ Увязать деятельность ПРС в цепочку взаимосвязанных процессов, ориентированных на единую цель.
- ✓ Своевременно выполнять поставленные задачи.
- ✓ Выявлять проблемные вопросы и оперативно их решать.
- ✓ Мониторить эффективность деятельности каждого участника процесса.

За счет внедрения методов процессного управления ПРС сэкономил около 4 млн.руб.

Расширение социальной политики – залог успешной деятельности предприятия.

З.И. Шарафеева (НГДУ "Лениногорскнефть")

Социальное обеспечение работников, развитие их личности, сохранение здоровья является условием успешной деятельности предприятия. Именно поэтому данная тема является актуальной, ведь «Татнефть», как известно, - социально направленная компания.

Цель работы проанализировать социальную политику ПАО "Татнефть" на примере НГДУ.

Основные задачи:

- 1) рассмотреть программы и мероприятия социальной политики предприятия;
- 2) проанализировать их эффективность;
- 3) предложить рекомендации по совершенствованию.

НГДУ рассматривает затраты на социальные программы, как одну из форм долгосрочных инвестиций. Поэтому предприятие несет значительные добровольные расходы.

Пакет социальных льгот и гарантий работникам закреплён в Коллективном договоре. Эти выплаты стали такими же обязательными для выполнения, как и те, что предоставляются в соответствии с трудовым законодательством.

Полис ДМС, оплаченный предприятием, даёт возможность работникам НГДУ на гарантированный объём медицинских услуг бесплатно. Это создаёт мощную предпосылку для закрепления на предприятии квалифицированных кадров и мотивации их к эффективному труду.

Одним из главных социальных вопросов остаётся вопрос улучшения жилищных условий. Большую помощь нашим работникам оказывает ПАО "Татнефть" в виде предоставления первоначального взноса от 15 до 30% первоначальной стоимости.

Молодежная программа. В управлении успешно функционирует программа наставничества и адаптации на производстве молодых работников.

С 2011 года молодой работник дополнительно проходит обучение в Электронном Корпоративном Университете (ЭКУ).

На балансе НГДУ находятся 6 баз отдыха. К услугам отдыхающих комфортные номера, спортивный инвентарь, предоставляемый бесплатно, разнообразное меню, прекрасные природные условия. Стоимость для работников частичная, в зависимости от среднемесячной зарплаты работника и начинается с 362 руб., при полной стоимости от 2500 рублей.

Современные методы укрепления здоровья. В настоящее время наш санаторий-профилакторий имеет в своем распоряжении одну из самых обширных лечебных баз в

регионе. На юге-востоке РТ наш санаторий единственный, который при наличии подготовленной базы может осуществлять лечение по методу Бубновского. Ежегодно на предприятии выделяется до 10 млн. рублей на санаторно-курортное лечение работников. Также для поддержания физической формы для работников функционирует спорткомплекс. Имеется три спортивных зала: зал для игровых видов спорта, тренажерный зал, открытый теннисный корт. Ведутся секции по аэробике, баскетболу, волейболу, силовой гимнастике, большому и настольному теннису, бильярду.

Рассмотрев, программы и мероприятия социальной политики предприятия, проанализируем их эффективность:

- за последние пять лет текучесть кадров на нашем предприятии не более 4,63 %.
- фактически производительность труда в НГДУ выше плановой и с каждым годом повышается – так например в 2014 г. выше чем в 2013 г. на 2,6 %
- снижение заболеваемости почти на 9 %. (в 2013 г. 1025 дней в год на 100 работников, в 2014 – 934,73 дня)
- на сегодняшний день в НГДУ работает 2311 человек, в том числе молодых людей в возрасте до 33-х лет - 737 это около 32 % от общего числа работающих, что свидетельствует о привлекательности нашего управления на рынке труда.
- за 2014 год работниками нашего предприятия было подано около 42 тысяч Кайдзен-предложений, благодаря внедрению «Бережливого производства» в развитие культуры производства.

Для расширения социального направления нашего предприятия предлагаю увеличить услуги в санатории, а именно построенного там бассейна, который изначально планировалось использовать только отдыхающими санатория. Если продавать абонементы в бассейн в вечернее время с 18 до 22 часов, то выручка увеличится в среднем на 3,5 млн. руб. в год. Также предусмотреть систему скидок для работников НГДУ, что сделает бассейн еще более привлекательным для работников именно нашего управления, где они смогут после трудового дня расслабиться, снять эмоциональную и физическую нагрузку, а также укрепить здоровье.

Повышение конкурентоспособности услуг ООО «ТатАИСнефть» для ПАО «Татнефть» на рынке телекоммуникационных услуг

Д. Г. Гилязова (ООО «ТатАИСнефть»)

В условиях рынка нереально добиться стабильного успеха в бизнесе, если не планировать его эффективное развитие, не аккумулировать постоянно информацию о

собственных перспективах и возможностях, о состоянии целевых рынков, о положении на них конкурентов и своей конкурентоспособности.

Конкурентоспособность услуги — способность отвечать требованиям конкурентного рынка, запросам покупателей в сравнении с другими аналогичными услугами, представленными на рынке. Она определяется, с одной стороны, качеством услуги, её техническим уровнем, потребительскими свойствами, с другой стороны — ценами, устанавливаемыми продавцами услуги.

Особое место среди клиентов нашей компании занимают структурные подразделения ПАО "Татнефть", которые потребляют широкий спектр предлагаемых нами сервисов на протяжении многих лет. Ключевым сервисом среди них является 502 сервис «Организация и предоставление защищенной корпоративной сети передачи данных ПАО "Татнефть"».

В рамках 502 сервиса предоставляются услуги «Порт доступа в КСПД ПАО "Татнефть" со скоростями до 2,10,100 Мб/с» предназначенные для возможности подключения пользователей Заказчика к ресурсам корпоративной сети, а также сети Интернет.

Цель данной работы – предложить Заказчику такие тарифные планы на порты доступа в КСПД ПАО "Татнефть", которые являлись бы конкурентоспособными на рынке телекоммуникационных услуг.

При оптимизации затрат на потребление 502 сервиса, структурные подразделения вынуждены переходить на пользование услугами по предоставлению доступа к сети передачи данных ПАО "Татнефть" с меньшими пропускными способностями. В результате, доля ВКС и КЗИ в стоимости данных услуг снижается, хотя их себестоимость не меняется.

Единственным решением поставленной задачи является вывод услуги ВКС и КЗИ из услуг по предоставлению портов доступа в КСПД ПАО "Татнефть".

После расчета стоимости услуг ВКС и ЦИБ, мы привели стоимости услуг по предоставлению доступа к сети передачи данных ПАО "Татнефть" к условиям рынка телекоммуникационных услуг. Это позволит нам сохранить количество потребляемых услуг по портам доступа на прежнем уровне, в противном случае присутствует вероятность снижения физического объема данных услуг, как минимум на 10%, и переход на меньшие скорости, как минимум в размере 20%.

Таким образом, эффективность данного проекта очевидна и для нашего предприятия, как для оператора связи, и для структурных подразделений ПАО "Татнефть", как для Заказчика. Вывод из услуг по предоставлению доступа к сети

передачи данных ПАО "Татнефть" услуг ВКС и КЗИ приведет к следующим положительным результатам:

- Снижение стоимости услуг в сторону Заказчика;
- Прозрачность потребляемых Заказчиком услуг;
- Конкурентоспособность услуг нашей компании;
- Возможность Заказчика регулировать затраты на услуги ВКС;
- Сохранение лояльности Заказчика.

Экономическая эффективность проекта:

- ЧДД за 8 лет эффекта – 210 тыс.руб;
- дисконтированный срок окупаемости – менее 1 года.

Хотелось бы отметить, что нами разработан широкий спектр тарифов на предоставление услуги видеоконференцсвязь, что позволит Заказчику гибко регулировать свои затраты в зависимости от уровня необходимого обслуживания по сопровождению ВКС, что также является актуальной задачей на сегодняшний день.

Применение метода маржинального анализа при планировании затрат транспортной компании для оптимизации обеспечения транспортом заказчика

О.А. Сафронова (ООО «ТаграС-ТрансСервис»)

В настоящее время формирование показателей Приказа №1 производится вручную с использованием программы Excel. Функциональные отделы Управляющей компании осуществляют свод плановых значений статей затрат от ДУО, что является достаточно трудоемким процессом. Для дальнейшего совершенствования системы планирования финансово-хозяйственной деятельности в ООО «ТаграС-ТрансСервис» предлагается внедрить автоматизацию формирования показателей Приказа №1 по группе компаний.

Для формирования так называемой гибкой сметы затрат по дочерним управляемым обществам ООО «ТаграС-ТрансСервис», учитывающей изменения уровня затрат в зависимости от изменения производственной программы работ и количества техники в дочерних управляемых обществах, необходимо четко разделить статьи затрат на:

- условно-переменные, непосредственно связанные с движением автомобилей и состоянием автопарка в дочерних управляемых обществах:
- исчисляемые на 1 км пробега: расходы на топливо, ГСМ, на техническое обслуживание и текущий ремонт автомобилей, на ремонт и приобретение новых комплектов авторезины;

- зависящие от количества техники в дочерних управляемых обществах, такие как арендная плата и амортизационные отчисления на транспорт, расходы на капитальный ремонт транспорта, содержание транспорта (технический контроль, стоянка, ОСАГО, GPS-сопровождение и т.д.);
- а также заработная плата водителей, которую можно отнести частично к постоянным и частично к переменным затратам, в зависимости от формы оплаты труда – сдельной (по тонно-километрам) или повременной (по часовым тарифным ставкам либо по установленному месячному окладу).

- условно-постоянные, которые не зависят от того, находился подвижной состав на линии, в ремонте, в простое и т.д.

Данная классификация затрат позволит автоматизировать расчет условно-переменных затрат, на основе имеющихся в программе «1С: Управление автотранспортом» нормативных справочников транспортных средств по 17 группам техники. Основой для расчета плановых показателей послужат фактические данные предыдущих периодов времени (среднесуточный пробег, среднесуточное время в наряде, коэффициент использования автопарка и т.д.).

Остальные статьи затрат, относящиеся к постоянным, и не зависящие от работы техники, будут планироваться функциональными отделами дочерних управляемых обществ с указанием контрагента, оказывающим данные услуги. Это позволит планировать смету затрат с расшифровкой по контрагентам на входящие услуги, и контролировать фактическое использование лимитов затрат при заключении договоров с поставщиками.

Рассчитанную по данной схеме выручку и себестоимость по дочерним управляемым обществам далее необходимо будет привести к защищенному прогнозу финансово-хозяйственной деятельности на плановый год с помощью корректирующих коэффициентов.

Разработанная смета таким образом затрат по дочерним обществам станет более гибкой, так как будет напрямую зависеть от парка техники каждого дочернего общества и производственной программы работы техники.

Парк автотранспортной техники ООО «ТаграС-ТрансСервис» составляет порядка 4000 ед., поэтому особо остро стоит вопрос автоматизации расчета амортизации и арендной платы. Это позволит оперативно делать расчеты амортизации по годам, по дочерним управляемым обществам, перерасчеты с изменением исходных данных (изменение ставки налогов, сроков полезного использования, передача техники из дочернего управляемого общества и т.д.). По автоматизации расчета амортизации,

арендной платы по годам проведена постановка задачи и методика расчета амортизации, налога на имущества, транспортного и земельного налога.

Внедрение этого блока можно совместить с общим проектом автоматизации системы планирования по группе компаний ООО «ТаграС-ТрансСервис».

Хочется особо отметить, что на основании нормативных справочников по моделям транспортных средств в «1С: Управление автотранспортом» уже сейчас возможно сформировать расчет стоимости транспортных услуг по заданному маршруту по конкретному государственному номеру, по типу транспортного средства, по модели транспортного средства (в т.ч. по еврофурам). При подготовке расчетов по разовым заказам, а также для участия в тендерах экономическим управлением ООО «ТаграС-ТрансСервис» успешно применяется разработанный блок программы «1С: Управление автотранспортом» «Калькулятор расчета стоимости по заданному маршруту».

Оптимизация эксплуатационных затрат при бурении скважин на поднятиях сверхвязких нефтей

Л.И. Насырова (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В 2013 г. наше управление приступило к выполнению проекта освоения сверхвязких нефтей (СВН). Бурение оценочных, контрольных и гидрогеологических скважин ведется на 14 поднятиях. Наше структурное подразделение проводит разведку залежей.

Оптимизация затрат является стратегической целью компании ПАО "Татнефть" в условиях экономического кризиса. Совместно с экономическим управлением и управлением по геологии нефтяных и газовых месторождений постоянно ведутся работы по оптимизации стоимости работ по бурению оценочных скважин.

Первоначально в 2014 году на бурение 380 скважин на поднятиях СВН был выделен лимит эксплуатационных затрат в сумме 637 138 тыс. руб. Данный лимит затрат был откорректирован отделом экспертизы проектов по капитальному строительству и бурению скважин и экономическим управлением. Сумма снижения составила 36 660 тыс. руб. и был выделен лимит затрат в сумме 600 478 тыс. руб. на бурение 380 скважин. Фактически пробурено 419 скважин на сумму 541 197 тыс. руб. Экономия лимита затрат в 2014 году составила 59 281 тыс. руб.

В 1 квартале 2015 года лимит затрат на бурение 220 скважин на поднятиях СВН составлял 285 889 тыс. руб., пробурено и сдано заказчикам 220 скважин на сумму 253 129 тыс. руб. При этом экономия лимита затрат составила 32 760 тыс. руб.

Таким образом, за 2014 г. и 1 квартал 2015 г. достигнута общая экономия на сумму 92 041 тыс. руб.

Разработаны и внедрены следующие мероприятия по оптимизации затрат.

1. По предложению геологической службы ПАО "Татнефть" и ООО «ТНГ-ЛенГис» для оптимизации комплекса ГИС и снижения затрат в 2014г. исключен метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Экономический эффект от исключения ГИС-метода ЯМК за 2014 год составил 4 986 тыс. руб.

2. В связи с улучшением состояния ствола скважины для проведения геофизических исследований (ГИС), отпала необходимость спуска и извлечения труб в большинстве оценочных скважин для проведения радиоактивного каротажа (РК). В 2014 году экономический эффект от исключения операции спуска-извлечения труб составил 20 443 тыс. руб., а за 1 квартал 2015 года - 20 067 тыс. руб.

3. В 2014-2015 гг. при бурении скважин в рамках проекта «СВН-2000» также достигнута экономия затрат по услугам ООО «Татбурнефть-ЛУТР» за счет формирования стоимости услуг только в части условно-переменных затрат, экономии транспортных расходов, а также использования цемента по более низкой стоимости. Экономический эффект составил: в 2014 году: 10 534 тыс. руб.; в 1 квартале 2015 года: 3 276 тыс. руб.

4. Для проведения испытаний в оценочных скважинах с целью сокращения затрат создана бригада освоения в составе 3-х человек. Это позволяет бригаде после завершения бурения сразу переезжать на новую точку и не заниматься длительными испытаниями. Экономический эффект в 2014 году составил – 395,7 тыс. руб. * 10 скв. = 3 957 тыс. руб.

5. В связи с выполнением сверхплановых работ со сторонними предприятиями, где стоимость работ определяется соглашением о договорной цене, значительная сумма накладных расходов отнесена на сторонние работы. Экономия накладных расходов за 2014 год составила 9,5 млн. руб.

6. Для рационального использования автотранспорта была проведена оптимизация затрат на аренду специальной техники, задействованной при подготовке площадок для бурения, рекультивации, а также для подвоза воды и топлива. Выбираются оптимальные маршруты для обслуживания максимального количества буровых бригад за один выезд.

7. Шесть оценочных скважин с испытаниями согласно протоколам геологической службы ПАО "Татнефть" переведены после завершения испытаний в разряд контрольных и привели к экономии средств на бурение контрольных скважин.

8. В 2015 году с целью реализации программы оптимизации затрат при бурении скважин в рамках проекта «СВН-2000» было принято решение также об оптимизации затрат субподрядных организаций, привлекаемых на бурение оценочных скважин, путем

снижения стоимости работ на 10%. В результате за 1 квартал 2015 года достигнута экономия 6 938 тыс. руб.

9. Проектная и фактическая глубина каждой скважины согласовывается с геологическими службами заказчиков и нередко отличается от средних глубин скважин, предусмотренных проектом. Общая проходка, пробуренных и переданных заказчикам в 2014 году скважин составила 67 710 м, что на 7 632 м больше проектных глубин, а в 1 квартале 2015 года 35 861 м, что на 2 913 м больше, проектных. Дополнительная проходка скважин проведена без увеличения лимита эксплуатационных затрат.

Таким образом, требование ПАО "Татнефть" по оптимизации стоимости работ по бурению оценочных скважин наше управление выполняет успешно.

Определение контрактной цены для сторонних заказчиков на продукцию и услуги предприятий УК ООО «ТМС групп» методом линейки цен

А.Р. Саитова (УК ООО «ТМС групп»)

Важное место среди различных рычагов экономического механизма хозяйственной политики предприятия принадлежит ценам и ценообразованию, в которых отражаются все стороны его экономической деятельности. Цена оказывает непосредственное воздействие на производство, распределение, обмен и потребление.

Для успешной деятельности предприятия и увеличения его конкурентоспособности, кроме правильно выбранной ценовой стратегии и грамотного формирования цен необходимы экономически выверенные методы ценообразования. Одним из которых является метод линейки цен, успешно внедренный в политику ценообразования УК ООО «ТМС групп» в 2013 году.

Линейка цен позволяет руководителю контракта принять правильное решение, и снизить вероятность попадания в зону убыточности цены и заключения нерентабельного контракта.

Ключевые этапы определения цены:

1. При заключении контракта со сторонними заказчиками Руководители контракта запрашивают цены на продукцию и услуги, по которым планируется заключить контракт. Запрос направляется в ОЭП «ТМС-БизнесСервис».

2. Служба цен и смет рассчитывает линейку цен, в которой цена предоставлена в диапазоне, от рекомендуемой до критической.

3. Руководитель контракта принимает наиболее выгодную цену в предоставленном диапазоне, учитывая при этом рыночные и конкурентные цены.

4. Руководитель контракта, исходя из прайса цен, расчетных, рыночных цен, имеет возможность участвовать в тендерных торгах.

Основным из алгоритмов определения цены для сторонних заказчиков является маржинальный анализ. То есть, возможность снижения цены за счет накладных расходов или их части: в первую очередь – снижение ОХР (общехозяйственных расходов), во вторую очередь – частичное снижение ОПР (общепроизводственных расходов). При этом сумму снижения части накладных расходов определяет сам Руководитель контракта.

Преимущество внедрения линейки цен.

Если до внедрения данной модели, при проведении торгов фиксированная цена оставалась неизменной и тендер мог быть проигран, то после использования данной модели, независимо от тендерной цены, торги будут выиграны в большем объеме, за счет снижения % ставки в параметрах калькулирования.

Данная методика внедрена с марта 2013 года и успешно применяется во всех управляемых организациях УК ООО «ТМС групп».

Этапы внедрения методики - линейка цен, в ценовую политику УК ООО «ТМС групп»:

1. Выявление проблемы – отсутствие гибкости в ценовой политике на продукцию и услуги;
2. Данная работа реализована проектным подходом. Куратором проекта проект признан результативным;
3. Оформление рационализаторского предложения, на основании результатов проекта;
4. Разработка стандарта по определению контрактной цены для сторонних заказчиков на продукцию и услуги УК ООО «ТМС групп» методом линейки цен, открывающий новые возможности по снижению цены, при участии в торгах;
5. Метод основательно внедрен в систему расчета цены для участия в тендерах;
6. Расчет калькуляции на изготовление и услуги – методом линейки цен.

Рассмотрим один из наиболее наглядных примеров.

ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» является одним из крупнейших региональных специализированных производителей изолированной трубной продукции. Общество специализируется на производстве, а также на восстановлении труб, бывших в эксплуатации, методом термообразивной очистки.

Заказ от ОАО «НКГ «Славнефть» стал для УО дополнительным, так как не входил в производственную программу 2015 года. Тендерная цена данного заказа была 299,4 млн.руб., при учете всех параметров калькулирования и с 15% рентабельностью цена составила 333,8 млн.руб., торги можно было считать проигрышными. За счет

использования линейки цен, Руководитель контракта снизил цену до предельно возможной 293,4 млн.руб. - тендерная цена вошла в одну из рекомендуемых зон данной линейки. Согласно чего, торги были проведены с положительным результатом.

На 1.06.2015г. УК ООО «ТМС групп» приобрела дополнительную чистую прибыль в размере 1,3 млн.руб.

Анализируя вышесказанное, можно отметить, что гибкость данной системы позволила предприятию участвовать в тендерах и увеличить вероятность выигрышей ЛОТов, в связи с чем получить дополнительную прибыль.

Анализ технологии интенсификации работ скважин эксплуатирующихся на Бобриковском горизонте

Г.Ш. Зиннатова, И.Р. Габсалямова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Актуальность. В условиях заключительной стадии разработки объёмы эксплуатации, а именно терригенные коллектора бобриковских отложений имеют высокую выработку. Одним из самых эффективных методов стимуляции терригенных коллекторов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» является гидравлический разрыв пласта. Однако, данный метод успешно зарекомендовал себя только в терригенных отложениях девона. Проведенные ранее работы по гидроразрыву пластов на скважинах, эксплуатирующихся по бобриковскому горизонту, оказались не успешными по причине получения высокообводненной продукции. Связано это прежде всего с тем, что существующие критерии подбора скважин и режимы обработок ориентированы преимущественно на коллектора кыновского и верхней части пашийского горизонтов, имеющих меньшую проницаемость и большее расстояние до водонефтяного контакта (ВНК) чем бобриковские отложения. В данных условиях актуальным становится вопрос повышения инвестиционной привлекательности проведения передовых технологий по нефтеизвлечению.

Цели и задачи. На основании вышеуказанных различий для возможности проведения эффективных стимуляций скважин необходимо разработать критерии подбора скважин и режимы их обработок, адаптированные к существующим горно-геологическим условиям, а также отвечающим критериям эффективности инвестиционных проектов в ОАО «ТН».

Проблема. Получение опережающего обводнения после обработок по стандартным критериям подбора и режимов закачки, низкая успешность проведенных мероприятий, не достижение показателей эффективности.

Пути решения. Исходя из этих различий для возможности проведения эффективных стимуляций скважин специалистами НГДУ были разработаны критерии подбора и режимы обработок, адаптированные к существующим горно-геологическим условиям.

При подборе скважин кандидатов обязательным условием является наличие непроницаемой глинистой перемычки не менее 6-7 м и, соответственно, более высокая толщина цементного камня до водоносных пластов. Так же необходимо учитывать, что из-за более высокой проницаемости терригенных отложений нижнего карбона и более высокого риска опережающего обводнения продукции необходимо подбирать объекты с невысокой текущей обводненностью (не более 50 %).

Проведение перфорации перед ГРП необходимо проводить сверлящим методом - без создания фугасного давления на цементный камень (с плотностью отверстий 10 отверстий на погонный метр).

При тестовой закачке первым этапом является замена объёма скважины на жидкость разрыва. Замену производят путём нагнетания жидкости разрыва с пониженным расходом не более 1,0 м³/мин. в ствол скважины/

Экономический эффект. Для определения технологической и экономической эффективности внедряемой технологии за базу сравнения приняты показатели работы скважин, вскрывших терригенные отложения бобриковского горизонта, на которых использовалась технология газодинамического разрыва пласта (ГДРП).

Технология ГДРП дешевле ГРП, при этом срок эффекта значительно меньше. Так на производство одного ГДРП затрачивается около 0,8 млн. рублей и срок эффекта составляет 1,25 лет (16 мес.), процесс ГРП стоит от 3 до 4 млн.руб. и срок эффекта по данному мероприятию 5 лет.

Результаты технико-экономической экспертизы показывают, что процесс ГРП является более эффективным мероприятием. При его производстве ИДДз составляет свыше 1,7, в то время как при производстве ГДРП этот показатель варьируется от 1,37 до 1,6 – это максимальный показатель. ЧДД при производстве ГРП на 12-20 млн. рублей больше, чем при производстве ГДРП. Срок окупаемости обоих мероприятий одинаковый.

Стоит отметить, что расчеты производились как на период эффекта, так и были проведены на 5 лет. За этот период необходимо провести 4 операции ГДРП. Результаты расчетов, естественно, аналогичны.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что производство ГРП на скважинах, эксплуатирующихся на Бобриковском горизонте, является наиболее экономически привлекательным мероприятием.

Выводы. Предлагаемый способ интенсификации работы добывающих скважин является экономически привлекательным, обеспечивает эффективность от обработки, сохранение целостности цементного камня в заколонном пространстве и исключает возникновение заколонных перетоков, позволяет достичь дебит, превышающий дебит скважины, полученный по известной технологии, а также получить максимальную прибыль с рубля вложенных средств.

Организация работы социальной сферы с использованием программного комплекса SAP/R3

Э.Р.Галимова, А.М. Нуреева (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Социальная сфера НГДУ «Лениногорскнефть» является одной из крупных среди нефтегазодобывающих управлений ПАО "Татнефть". На большинстве социальных объектах ЖКЦ организовано питание отдыхающих. Это такие объекты как - санаторий-профилакторий, базы отдыха «Нептун», «Чайка», детские лагеря «Ландыш» и «Юбилейный» (в зимние периоды – база отдыха).

Необходимо отметить, учет продуктов питания занимает значительный объем в работе бухгалтеров ЖКЦ.

В нашей работе мы руководствуемся следующими целями:

- повышение производительности труда работников;
- возможность не менять программное обеспечение с развитием Компании, ,
- повышение эффективности использования финансовых и материальных ресурсов;
- получение достоверной, полной и своевременной информации о предприятии для принятия управленческих решений.

Задачами проекта являются:

- создание на основе спроектированных решений информационной системы для учета продуктов питания на объектах социальной сферы в системе SAP;
- дополнительная разработка, настройка и тестирование модулей системы SAP;

На сегодняшний день схема документооборота продуктов питания на соц. объектах ЖКЦ выглядит след. образом:

в ручную МОЛ: заполняет карточки складского учёта товарно-материальных ценностей; составляет ежемесячный отчёт движения продуктов питания; сдает подписанные каждодневные и ежемесячные акты расхода продуктов питания в бухгалтерию; составляет план-меню и отдает калькулятору базы.

На основании данного плана-меню, калькулятор в MS Excel: делает обзорное меню; выписывает накладную на отпуск продуктов на кухню.

Материально-ответственное лицо сдает в бухгалтерию подписанные: счет-фактуру и товарную накладную; акт расхода продуктов питания; меню-требование; обзорное меню для списания продуктов питания; карточки складского учета.

Бухгалтер ЖКЦ работает в программе SAP R3:

проверяет меню-требование; создаёт заказы на поставку по приходу, движение по складу; распечатывает приходный ордер по каждой накладной; акцептует счёт-фактуру; создаёт резервирование по списанию построчно по каждому продукту; создаёт движение по расходной накладной и отражение на счетах бухгалтерского учёта; распечатывает проводок и каждодневных актов; распечатывает оборотно-сальдовой ведомости.

После внедрения интегрированной системы SAP и создания рабочих мест материально-ответственные лица смогут автоматически делать следующие операции: выводить с программы карточки складского учета; создавать заказы на поставку построчно, согласно товарной накладной; создавать резервирование по каждому продукту питания и выводить на основании номера резервирования каждодневный, ежемесячный акт расхода продуктов питания; создавать план-меню.

Кладовщик сможет с помощью отчетных форм по продуктам питания, созданных в программе, составлять меню-требование, делать обзорное меню, выписывать накладную на отпуск продуктов на кухню.

Бухгалтер ЖКЦ принимает документы от МОЛ, работая в программе SAP: проверяет меню-требование; на основе товарной-накладной и счет-фактуре (по номеру заказа на поставку, созданным МОЛ) делает проводку прихода продуктов питания и распечатывает приходный ордер; акцептует счет-фактуру; проверяет акт расхода материала и на основе номера созданного МОЛ резервирования делает проводки списания продуктов питания; распечатывает проводки и формирует оборотно-сальдовую ведомость.

Таким образом, внедрение проекта SAP R3 в соц. сфере НГДУ «ЛН» позволит:

- 1) создать единую информационную структуру, интегрированную с централизованной системой SAP ПАО "Татнефть";
- 2) проводить оперативную подготовку отчетной и справочной документации по ресурсам для руководства предприятия, а также анализ первичных документов;
- 3) автоматически формировать в системе документы на поставку и отпуск продуктов питания для осуществления полномасштабного контроля;
- 4) повысить эффективности использования финансовых и материальных ресурсов

5) повысить производительность труда (выработку) работников за счёт устранения дублирования ввода информации и использования электронного обмена данными

6) возможность экономии трудовых затрат, в следствии чего, появится возможность перераспределения работы между бухгалтерами, высвобождения часов.

Создание сборника методологий экономических расчетов с применением инструментов проектного управления в управлении «Татнефтегазпереработка»

Л.М. Сулейманов (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Проблемы обучения молодых и вновь принятых работников

В результате обновления кадрового состава отделов (уход на пенсию опытных работников) возникла проблема по обучению и адаптации, интеграции молодых работников с новым рабочим местом. Процесс передачи знаний происходит или с отвлечением опытных сотрудников от основной работы и тем самым влияет на снижение производительности труда или опытным путем самообразования, методом «тыка», который может продолжаться очень длительный период, в связи с отсутствием описания функциональных расчетов, алгоритмов, бизнес процессов, что влечет повышение трудовых затрат.

График разработки методик и реестр проектов по ОПЭАиИ

В связи с этим перед отделом поставлена серьезная задача по разработке 18 методик экономических расчетов с целью оптимизации вышеназванных процессов, для чего был подготовлен календарный план, а также в рамках внедрения проектного управления данная работа была оформлена в виде проектов.

Основные проекты по ОПЭАиИ

Разработанные методики будут охватывать всю основную экономическую деятельность управления «Татнефтегазпереработка». Такая же работа организована в ООТиЗ и ОК.

Проекты по разработке методик

Всего заведено 18 проектов по разработке методик, на сегодняшний день 10 проектов закрыто, по уже закрытым проектам ожидается экономический эффект в размере 752 тыс. руб., 8 проектов находятся на стадии реализации.

Стимулирование проектной деятельности в управлении «Татнефтегазпереработка»

В целях повышения материальной заинтересованности руководителей, кураторов и команды проекта при организации и реализации работ, было разработано «Положение по

материальному стимулированию работников управления «Татнефтегазпереработка» ПАО "Татнефть" за реализацию проектов с использованием инструментов проектного управления». Данное положение предусматривает установление коэффициента качества работ (ККР) для участников проекта.

Проблема контроля сроков по проектам

В связи с большим количеством заведенных проектов, заведено 46 проектов по 3 отделам, встала проблема контроля сроков. Для проверки и контроля сроков приходилось поднимать большое количество документации, проводить анализ изменений хода реализации проектов и как следствие происходили значительные потери времени.

Контроль сроков выполнения календарных планов по проектам

Для решения этой проблемы, а также для более эффективной реализации и контроля сроков календарных планов проектов распоряжением по отделам были назначены ответственные лица за соблюдение сроков календарных планов. Согласно распоряжению ответственные лица ежемесячно представляют отчет о стадиях реализации проекта заказчику проекта. При предоставлении информации заказчику проекта, разработана форма с применением инструмента визуализации, где наглядно представлены пункты календарного плана по стадиям реализации. Выделены 3 стадии: зеленым цветом обозначены те пункты, которые уже завершены, красным пункты которые не были выполнены в срок, а желтым цветом пункты которые предстоит выполнить. Данная форма позволяет за считанные минуты определить состояние реализации проектов в целом по отделу и своевременно вносить коррективы.

Результат реализации проектов по разработке методик

После закрытия всех проектов по разработке методик планируется консолидация продуктов проектов и создание сборника методологий экономических расчетов управления «Татнефтегазпереработка». Данный сборник будет являться методическим пособием, для вновь принятых сотрудников отдела и будет помогать производить расчеты сотрудникам отдела, исполняющим обязанности при замещении работника во время отпуска и т.д. Что позволит экономить время и сократить трудозатраты в отделах управления.

Повышение эффективности работы базы отдыха «Иволга» НГДУ «Бавлынефть»

Г.И. Гарафетдинова, А.Р. Халяпова (НГДУ «Бавлынефть»)

Корпоративная социальная ответственность является важнейшим принципом работы ПАО "Татнефть". Компания уделяет большое внимание отдыху и оздоровлению своих сотрудников и их семей.

С этой целью успешно функционируют в составе НГДУ «Бавлынефть» объекты социальной сферы: санаторий-профилакторий «Иволга», база отдыха «Иволга», которая в летний период работает как детский оздоровительный лагерь.

Деятельность социальных объектов НГДУ «Бавлынефть» убыточна. Затраты на содержание в несколько раз превышают получаемую выручку. Убыток по объектам соц. сферы с каждым годом увеличивается. Это связано как с увеличением затрат, так и с нестабильностью выручки.

Самый неэффективный из всех объектов – база отдыха «Иволга». По результатам 2014г. доля выручка составила 1,2% от суммы всех затрат.

Основная доля (77%) – это выручка от предоставление номеров для проживания. Остальное (23%) - выручка от предоставления столовой базы отдыха в аренду. Всего за 2014 год выручка составила 195 тыс. рублей.

Затраты на содержание базы отдыха в 2014 году составили более 16 млн. рублей. Основные затраты – на материалы, амортизацию, ремонт, отопление, заработную плату и др.

С целью повышения эффективности работы базы отдыха предлагается организовать всесезонные детские лагерные смены во время школьных каникул, 3 раза в год по 7 дней. В смену набор до 60 человек.

Теперь и в период осенних, зимних и весенних каникул дети смогут активно отдохнуть в нашем лагере. Кроме этого предлагается сделать уклон на изучение английского языка, с целью совершенствования навыков разговорной речи.

Такие лагеря есть под Казанью и за пределами Республики Татарстан. Во многих городах работают языковые клубы, направленные на изучение иностранных языков, которые очень востребованы.

Привлекательность для родителей: во-первых, ребенок будет под присмотром, во-вторых, он отлично проведет время и приобретет новых друзей и новые впечатления, и в-третьих — получит новые знания.

Для организации работы лагерных смен понадобится персонал. На базе отдыха уже есть свой постоянный персонал. Дополнительно необходимо принять 9 чел.: воспитателей, медицинского работника, поваров и кухонных рабочих.

С открытием лагеря у НГДУ «Бавлынефть» возникнут дополнительные затраты, которые по расчетам в год на 3 смены составят около 660 тыс. рублей.

При определении продажной стоимости путевки в расчетах кроме переменных, учтены и постоянные затраты. Стоимость путевки предлагается установить в размере 7 500 рублей для работников ПАО "Татнефть", 9 000 рублей для работников сторонних предприятий.

Согласно порядка оплаты путевок, прописанного в Положении об организации отдыха и оздоровления детей работников группы компаний ПАО "Татнефть", родительские взносы составят 15% от нормативной стоимости + оплата расходов на хоз. содержание (от 10 до 40% в зависимости от размера заработной платы родителя). В среднем родительские взносы для работников НГДУ «Бавлынефть» и структурных подразделений составят 1 500 тыс. рублей за путевку.

Около 1900 рублей составит возмещение стоимости путевки из бюджета РТ, при условии заключения государственного контракта на получение бюджетного финансирования. Остальное 4 тыс. рублей возмещение стоимости путевки предприятием.

По расчетам в год выручка составит около 1 млн. рублей.

В результате мероприятия убыток по базе отдыха сократится на 355 тыс. рублей.

Таблица 1

Ожидаемый результат от мероприятия

База отдыха «Иволга»	Ед. изм.	До мероприятия	После мероприятия	Отклонение
Выручка	тыс. руб.	195	1 214	1 019
Затраты	тыс. руб.	16 029	16 693	664
Убыток	тыс. руб.	15 834	15 479	- 355

Любое нововведение сопровождается определенными рисками. Предполагаемые риски: не достижение запланированных объемов продаж, кадровый риск, риск не заключения государственного контракта на получение бюджетного финансирования.

Помимо получаемого экономического эффекта, предлагаемое мероприятие еще один шаг в социальном направлении по оздоровлению и развитию наших детей.

Проблема создания оценочных обязательств на демонтаж и утилизацию объекта основных средств

С.Г. Дрыгин (НГДУ «Бавлынефть»)

С 01.01.2015 п. 3 ст. 375 НК РФ применяется в новой редакции. Федеральный закон N 52-ФЗ дополнил абз. 1 названной нормы фразой о том, что остаточная стоимость

объектов основных средств для целей налогообложения должна быть уменьшена на стоимость затрат, связанных с демонтажем и утилизацией основных средств (то есть затрат, которые организация по факту понесет лишь после окончания эксплуатации указанных объектов). Данное правило, несомненно, улучшает положение налогоплательщика, ибо любое уменьшение величины налогооблагаемой базы на законных основаниях влечет за собой экономию сумм налоговых платежей. Но для того, чтобы из налоговой базы были исключены поименованные затраты, они прежде должны быть учтены в первоначальной стоимости основных средств.

Поправки, внесенные законодателем в п. 3 ст. 375 НК РФ, опережают процесс реформирования бухгалтерского учета, так как положения действующего стандарта не предусматривают требования об увеличении первоначальной стоимости основного средства на стоимость затрат, связанных с его демонтажем и ликвидацией (утилизацией).

Во-первых, прямое указание включать рассматриваемое оценочное обязательство в первоначальную стоимость основных средств содержится в проекте, а не в ПБУ 6/01.

Во-вторых, повышается налоговое бремя, поскольку увеличение в бухгалтерском учете первоначальной стоимости основного средства, являющегося объектом обложения налогом на имущество, в соответствии с действующей редакцией п. 3 ст. 375 НК РФ приводит к увеличению налогооблагаемой базы.

Новая редакция п. 3 ст. 375 НК РФ призвана нивелировать именно последнюю из упомянутых причин.

По сути, указанная новация налогового законодательства также должна оказать положительное влияние на достоверность информации о стоимости основных средств, отражаемой в бухгалтерском учете и отчетности, поскольку поводов для занижения данной информации станет меньше.

Но тут есть одно но. Учет основных средств для целей собственно бухгалтерского учета и целей налогообложения в данном случае будет осуществляться по разным правилам.

Получается, что на пути сближения бухгалтерского и налогового учета фактически достигается обратный эффект: возникает разрыв (которого раньше не было) между бухгалтерским и налоговым учетом основных средств. И подобный перекося, очевидно, будет ликвидирован после замены налога на имущество налогом на недвижимость, база по которому определяется исходя из кадастровой стоимости.

По замыслу законодателей правило, установленное новой редакцией п. 3 ст. 375 НК РФ, должно применяться уже с 01.01.2015. Однако его применение на практике начнется только после того, как будет утверждено новое ПБУ по учету основных средств, согласно

требованиям которого первоначальная стоимость основных средств, принимаемых к учету, должна быть сформирована исходя из будущих затрат на демонтаж и утилизацию основных средств после окончания их эксплуатации.

Повышение эффективности деятельности компании на основе применения процессного управления (на примере участка ремонта клапанов)

А.Н. Шабаета, А.А. Сибгатуллина (ООО «Татинтек»)

В условиях глобализации мировой экономики, ее переориентации на рынок потребителей и стремительного развития сферы услуг особую актуальность приобретает процессно-ориентированное управление. Его использование существенно улучшает соотношение «качество – цена», повышая тем самым конкурентоспособность этих структур и их товаров (продукции и услуг).

Применение в организации системы процессов наряду с их идентификацией и взаимодействием, а также менеджмент процессов, направленный на получение желаемого результата, определены как «процессный подход», «процессное управление».

Преимущество процессного управления состоит в непрерывности управления, которое оно обеспечивает на стыке отдельных процессов в рамках всей системы, а также при их взаимодействии.

Главное отличие процессного подхода от функционального заключается в том, что при функциональном подходе каждый сотрудник организации, видит только часть работы, которую он выполняет сам и которую ему поручает его непосредственный руководитель. При этом члены коллектива не всегда видят работу организации в целом и свою роль в этой работе. Процессный же подход как раз предполагает, что каждый сотрудник должен видеть свою роль в работе всей организации в целом.

В рамках достижения целей компании – повышение эффективности деятельности предприятия и производительности труда – на предприятии применяется процессное управление.

Система управления процессами строится на основе выявления проблемных моментов в течение производства, постановке их в систему контроля для периодического мониторинга и своевременного проведения корректирующей работы непосредственно с первопричинами проблем.

Любая повторяющаяся проблема может быть решена с использованием процессного управления. Для этого рассматривается существующий проблемный процесс, и если его выполнение важно для деятельности организации и требует частого внимания, то

потребитель процесса указывает в протоколе конкретные и измеримые показатели (требования) к выполнению процесса или критерии оценки ответственного сотрудника за результативность (выполняется или нет).

В результате получается открытая («прозрачная») система мониторинга взаимосвязанных между собой процессов, где каждый сотрудник четко понимает свою ответственность и видит всех тех, кто обеспечивает его процессами, являющимися такими же ответственными за свои показатели, как и он. Получается сплошное «покрытие» предприятия ответственностью за общий результат, обеспечивающее самостоятельную работу каждого сотрудника в решении проблем компании и достижении ее целей.

Для расширения объема оказываемых услуг ООО «...» возникла необходимость организации участка по ремонту и обслуживанию клапанов. Экономия затрат от поставки на контроль процесса ремонта на участке клапанов и проведению мероприятий по выводу процесса на результативность составила 540 100 руб. Процессное управление позволяет увидеть потери в работе, проблемы возникающие на стыке операций. Используя карту процесса, можно решать отдельные проблемы, выстраивать новую схему бизнес-процесса.

Процессное управление на сегодняшний день используется многими компаниями как наиболее прогрессивный инструмент управления. Это один из мощнейших инструментов влияния на эксплуатационные затраты и снижения себестоимости продукции. Существует множество вариантов и мнений оценки эффективности от внедрения процессного управления, в большинстве случаев все они ориентированы на конкретную сферу, вид производственной деятельности. К эффекту можно отнести то, что улучшилось после внедрения процессного управления или то, что повлияло на изменение стабильности процесса.

Необходимо продолжать работу над сокращением непроизводительных затрат времени, материальных ресурсов, улучшать организацию труда, снижать организационные простои. Так как процессный подход зарекомендовал себя как прогрессивный инструмент управления, основной движущей силой в становлении которого является высококвалифицированный персонал, то с целью усиления эффекта от внедрения процессного управления рекомендуется параллельное внедрение системы научной организации труда или системы бережливого производства. Данное направление позволит помимо умения сотрудников правильно видеть процессы, определять ключевые показатели, организовать рабочие места и процессы наиболее эффективно.

Анализ влияния основных технологических и экономических параметров на эффективность эксплуатации нефтяных скважин

К.А. Кравцова (институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»)

В настоящее время не теряет актуальности проблема повышения эффективности нефтедобычи на поздних стадиях разработки, а также продление периода рентабельной работы скважин. Сложность решения этой проблемы связана с необходимостью сбалансировать влияние разнонаправленных факторов.

Разработка большинства крупных эксплуатируемых месторождений ПАО "Татнефть" находится в завершающей стадии. На эффективность эксплуатации одновременно оказывают влияние технологические и экономические параметры. К основным технологическим факторам относятся дебитность по нефти и жидкости, обводненность, время эксплуатации скважин.

Результаты оценки рентабельности эксплуатации фонда скважин представлены на примере НГДУ «Альметьевнефть». Оценка выполнена за 2014 год ежемесячно в сопоставимых (базовых) экономических условиях с целью исключения влияния стоимостных параметров.

Поскольку влияющие технологические факторы имеют различные единицы измерения и измеряются в разных диапазонах, для возможности сопоставления чувствительности уровня эксплуатационных затрат к данным факторам, была выполнена оценка эластичности. Рост суточного дебита по нефти на 1 % влечет за собой снижение эксплуатационных затрат на 0,72 %. Аналогично увеличение процента обводненности добываемой продукции на 1 % влечет увеличение уровня эксплуатационных затрат на 2,54 %.

Для того, чтобы наглядно проиллюстрировать зависимость показателя рентабельности скважин от суточного дебита скважин по нефти, было выполнено статистическое исследование этой зависимости и построен график рассеяния, который свидетельствует о логарифмическом характере зависимости между этими показателями. Коэффициент корреляции при этом составляет 71 %, что свидетельствует о значительной тесноте связи.

На основании полученных данных о затратах на добычу нефти и рентабельности работы скважин был произведен факторный анализ и определена зависимость данных показателей от основных технологических и экономических параметров.

По результатам факторного анализа видно, что равномерное увеличение суточного дебита по нефти и времени эксплуатации скважин влечет за собой снижение

эксплуатационных затрат на добычу нефти. Напротив, увеличение суточного дебита по жидкости и процента обводненности влечет увеличение эксплуатационных затрат.

Для оценки влияния экономических параметров на эффективность эксплуатации нефтяных скважин был проведен факторный анализ маржинального дохода и рентабельности скважин от изменения следующих показателей: цены-нетто на нефть, налога на добычу полезных ископаемых, удельных коммерческих расходов, удельных эксплуатационных затрат (без налогов).

Для расчетов выбрана рентабельность, определяемая отношением балансовой прибыли к суммарным затратам на добычу и реализацию нефти.

При оценке влияния цены на маржинальный доход была выявлена предельная неубыточная цена, а в случае с рентабельностью – предельная рентабельная цена на нефть. Предельная неубыточная цена в два раза ниже базовой. Средневзвешенная цена на нефть за 2014 год составила 11481 руб./тн., а предельная неубыточная цена составит 5471 руб./тн. Аналогично была выявлена предельная рентабельная цена. Так, рентабельные скважины перейдут в категорию нерентабельных при цене 9435 руб./тн., что на 22 % ниже базовой.

Немаловажным является влияние на рентабельность величины затрат, включая НДС. Причем, следует отметить, что структура затрат по группам рентабельности скважин весьма различна. Так, например, доля НДС в составе затрат на добычу по рентабельным скважинам составляет 63,2 %, по нерентабельным – 19,2 %, в том числе по убыточным – 2,3 %.

Проведенный анализ и выявленные закономерности изменения различных факторов позволяют оперативно оценивать ситуацию при законодательных нововведениях или изменении ситуации на рынках сбыта нефти, а также эффективно осуществлять текущее и стратегическое планирование по компании.

Методы управления сроками сдачи документов в отдел бухгалтерского учета на примере предприятия ООО «ТМС-Трубопровод Сервис»

С.В. Фахретдинова (УК ООО «ТМС групп»)

Ежемесячно 15 числа месяца, следующего за отчетным, ОБУ проводит процедуру закрытия отчетного месяца. Для подтверждения достоверности данных, отчета о прибыли и убытках необходимо, чтобы все хозяйственные операции, отраженные в программе 1С: УПП были подтверждены документально. Организационная структура нашей компании состоит из 72 цехов, которые находятся в разных районах Татарстана. Для оперативного

отражения совершаемых хозяйственных операций, обязанности по формированию первичных документов и работе с контрагентами возложена на сотрудников цехов (это кладовщики, распределители работ, инженера, техники и т.д.).

Количество пользователей, формирующих документы в 1С: УПП составляет около 1000 тыс. чел. В связи с этим ОБУ ведет мониторинг по соблюдению сроков сдачи документов в бухгалтерию. Все документы, отраженные в 1С: УПП, либо поступившие от контрагентов, должны быть сданы в отдел бухгалтерского учета и отчетности своевременно.

С целью эффективного управления документооборотом на предприятии применяются следующие инструменты оперативного подхода.

В первую очередь, на предприятии применяется один из элементов внутреннего контроля- график документооборота. Согласно этого графика установлены конкретные сроки сдачи документов в ОБУ по каждому виду хозяйственной операции. Данные сроки утверждены приказом и документом «График документооборота», который является обязательным приложением к учетной политике предприятия. Форма графика документооборота формируется автоматически на основании данных, имеющихся в 1С: УПП. «График документооборота» формируется в разрезе каждого заключенного договора с указанием контрагента, Ф.И.О. ответственного за сдачу документов, установлены конкретные сроки сдачи документов.

С целью оперативного управления документооборотом разработан формат соглашений с Владелец договора, которое является обязательным приложением к договору. Одним из основных пунктов соглашения являются: обязанность владельца договора о предоставлении полного пакета документов с оригиналами подписей и круглыми печатями и соблюдение сроков сдачи документов.

Следующим шагом является ежемесячный мониторинг по нарушению сроков сдачи документов в ОБУ. На предприятии определен владелец процесса по ГДО.

Данный сотрудник разрабатывает целеполагание по снижению нарушений сроков сдачи, работает с ответственными на предприятии по недопущению нарушений сроков сдачи документов.

Для информирования ВД по ГДО о имеющихся нарушениях, ему ежемесячно направляется отчет по нарушению сроков сдачи документов в ОБУ. Первоначальная система управления настройками документооборота не была рассчитана на сложную и изменяющуюся систему ответственных по документообороту, поэтому предполагала только «ручные» настройки. Ответственные сотрудники в ОБУ вводили в табличную форму: вид хозяйственной операции, ФИО ответственного за данную операцию, перечень

документов, предоставляемых в ОБУ. В рамках проекта были проведены работы по автоматическому формированию отчета по нарушению ГДО в 1С: УПП в разрезе подразделений предприятия, ответственных за документы по конкретным договорам, контрагентам, видам хозяйственных операций, что повлияло на оперативность формирования необходимых данных.

Еще одним инструментом в рамках управления документооборотом является еженедельный мониторинг по документам, созданным в системе 1С: УПП, переданным на исправление по каким-либо причинам, но не сданным в ОБУ, для чего в 1С:УПП были разработаны формы контрольных отчетов.

Разработаны и применяются реестр недопустимых инцидентов и матрицы ответственности по соблюдению и обеспечению сохранности имущества. В результате проводимого мониторинга удалось сократить количество документов и сутки просрочки по документам, созданным, но не сданным своевременно в ОБУ.

Заключительным этапом управления документооборотом является ежемесячный комитет ГДО, на котором рассматриваются причины нарушения сроков сдачи документов. Владельцы процессов предприятий ведут реестр рисков по нарушениям ГДО, предоставляют на комитет формат А3 с пояснением причин нарушений и разработанными мероприятиями по устранению данных причин.

В целом, по результатам данного проекта сумма экономического эффекта в год составила 626 934 руб.

Особенности формирования корпоративных инвестиций ПАО "Татнефть" на примере проекта разработки СВН Ашальчинского месторождения.

Н.В. Комлев (УРПС ПАО "Татнефть")

Сегодня одним из основных приоритетов развития ПАО "Татнефть" является разработка месторождений сверхвязких нефтей (природных битумов). Битумный проект стартовал в Татарстане на Ашальчинском месторождении в 2006 году в опытно-промышленном режиме. В 2015 году добыча составит около 445 тыс. т.

Ввод новых поднятий позволит обеспечить добычу на уровне 1,6 млн. т в течение 4 лет. Суммарная добыча СВН за период 2015-2036 гг. составит 19,9 млн. т.

Объем инвестиций по проекту СВН-1600 составит 55,8 млрд. рублей (с учетом непредвиденных расходов 10%)

Для обеспечения стабильного процесса формирования инвестиций, финансирования и освоения выделяемых денежных средств в ПАО "Татнефть" утверждается

инвестиционная программа, которую необходимо постоянно оптимизировать для уменьшения затрат по проекту. При реализации проекта «Разработка Ашальчинского месторождения СВН» нами проведена следующая работа:

- 1) снижены затраты на услуги по бурению скважин за счет усиления конкурентной среды, привлечения новых подрядчиков;
- 2) затраты на сервисные услуги также снизились за счет конкуренции;
- 3) при закупке активно используется импортозамещение, которое предполагает уход от зарубежных поставщиков и переход на российскую продукцию. Это позволило снизить затраты на 1,633 млн. на 1 скважину.

Всего экономия за счет снижения стоимости услуг подрядчиков и оптимизации стоимости материалов на 1 скважину фонда составила 2 млрд. руб.;

- 4) затраты на нефтепромысловое обустройство (НПО) скважин приняты отдельно для парных скважин и пароциклических скважин. НПО парных скважин оценивается на уровне 24,8 млн. руб. за пару вводимых скважин. НПО пароциклической скважины составляет 17,6 млн. руб./скв. В целом за период расчета обустройство скважин составило 6660 млн. руб., в том числе в 2015 г. – 2538 млн. руб.;

- 5) затраты на объекты нефтепромысловой инфраструктуры снизились на 2397,8 млн.руб. За счет: перехода на блочно-модульные котельные, снижение затрат на строительство установки глубокой подготовки воды УППДВ-350 "Каменка" (первая и вторая очередь), отказ от строительства Блочных здание операторной при МФНУ и др.;

- 6) затраты на прочие снизились на 139 млн. руб. за счет оптимизации закупок ОНВСС (НКТ, насосы);

Всего ожидаемая экономия по инвестиционной программе на «Разработку СВН» (как разница между утвержденным Бизнес-планом СВН-1600 и общей суммой инвестиций после проведения оптимизации) составит 5 047 млн. руб.

Кроме того, предлагается нововведение в области определения стоимости скважины в зависимости от глубины бурения, которое позволит оптимизировать затраты на строительство скважин до конца проекта СВН-1600 на сумму около 881 млн.руб.

ПАО "Татнефть" стала полигоном для отработки эффективных технологий добычи и переработки битумов, которые в последующем могут быть применены при освоении подобных запасов в других регионах России и за рубежом. Поэтому опыт формирования инвестиционной программы проекта разработки СВН Ашальчинского месторождения очень пригодится в будущем.

Внедрение проекта «Автоматизация Бюджетирования»

Е.В. Ульдюкова (ООО «ТаграС – РемСервис»)

В современных условиях стремительного развития российского бизнеса, в условиях острой конкурентной борьбы уже нельзя принимать стратегические решения, основываясь только на интуиции и личном представлении о положении дел. Необходимо использовать современные технологии управления, одной из которых является система бюджетирования.

Под «Бюджетированием» понимается процесс составления и принятия бюджетов предприятия, контроль за их исполнением, а также последующее принятие управленческих решений на основе отклонения фактических показателей от плановых.

Назначение автоматизации бюджетирования на предприятии заключается в том, что оно:

- 1) снижает трудоемкость и сроки бюджетного процесса;
- 2) позволяет оперативно контролировать достижение поставленных целей;
- 3) дает возможность эффективно управлять ресурсами компании.

На данный момент «Бюджетирование» в Управляемых Обществах нашего предприятия осуществляется в программе Excel. При таком традиционном варианте работы с большими ограничениями решаются задачи планирования, исполнения и анализа бюджетов. Проблемной зоной остается - оперативный контроль исполнения бюджетов.

Кроме того, отсутствие оперативного анализа, дублирование информации, влияние человеческого фактора и «ручной» трудоемкий расчет плановых и фактических данных бюджетов несомненно являются существенными недостатками работы в MS Excel.

Для ликвидации существующих недостатков было принято решение автоматизировать бюджетирование с использованием современного программного средства «1С: Предприятие 8.0» - «Управление производственным предприятием».

Основным принципом нашей модели «Бюджетирования» является учет затрат в разрезе Мест Возникновения Затрат (МВЗ).

На первом этапе «Планирование» данные вводятся в программу уже в разрезе МВЗ по согласованию с ответственным по ЦФО (центр финансовой ответственности), также в разрезе периода планирования, статей затрат и контрагентов.

«Фактические данные» об исполнении бюджетов автоматически получают из данных бухгалтерского учета по оборотам затратных счетов.

На выходе получаем фактическую смету затрат с набором детализаций: по периоду, статьям затрат, контрагентам, договорам, МВЗ и т.д.

Также есть возможность формирования сравнительной план – фактной сметы затрат в общем виде, подходящем для экономиста – куратора Управляемого общества.

Кроме того, сравнительной сметы затрат с отбором по конкретному ЦФО или МВЗ, с помощью которой куратор ЦФО увидит отклонение не только по статье затрат в целом, но и *где* произошло отклонение, т.е. по какому **МВЗ**, в рамках какого **контрагента и договора**. Что значительно упрощает анализ и контроль исполнения сметы. Также, и руководители МВЗ сами смогут оперативно следить за своими затратами, чтобы не допустить перерасхода.

Следующий этап – перегрузка данных из баз семи Управляемых обществ в «Центральную» базу и получение «Консолидированной сметы затрат» предприятия в целом.

На данный момент блок по автоматизации сметы затрат находится на стадии завершения, далее в планах – обучение руководителей МВЗ и кураторов ЦФО работе в программе 1С с созданием персональных рабочих мест пользователей.

Также, среди перспективных задач автоматизация таких блоков отчета о финансово – хозяйственной деятельности, как выручка, прочие доходы/ расходы, налоги и сам отчет о ФХД.

Ожидаемый экономический эффект от внедрения «Автоматизации бюджетирования» заключается в оптимизации 3 экономистов сектора экономического анализа и прогнозирования за счет сокращения трудоемкости формирования сметы затрат; возможности автоматического формирования дополнительных отчетов, основанных на данных сметы затрат; сокращения консультационных работ с кураторами ЦФО и МВЗ.

В денежном выражении ожидаемый экономический эффект составляет 1182 тыс.руб. Однако эффект от проекта автоматизации нельзя оценивать только по соотношению затрат на автоматизацию и будущего сокращения издержек. Основной эффект – это качество управления. А именно, появление расширенных возможностей для аналитической деятельности, позволяющих достаточно быстро получать требуемую информацию в удобном для анализа виде.

Усовершенствование процесса документооборота в материальной бухгалтерии

В.Н. Ильдеров, З.Р. Закирова (НГДУ «Джалильнефть»)

Построение системы документооборота на предприятии зависит от многих факторов. Если мы говорим о документообороте по списанию материалов на производство, то он в первую очередь зависит от взаимоотношений с поставщиками

материалов (соблюдения ими договорной дисциплины), наличия норм расхода материалов на все виды производимых материалов, оптимальной организации порядка документооборота при ежемесячном списании материалов.

Целью работы является усовершенствование документооборота по ежемесячному списанию ТМЦ.

Порядок документооборота при списании материалов:

1. В начале месяца уполномоченное лицо в цеху НГДУ (материально ответственное лицо) получает на руки материальный отчет с выведенными остатками (в количественном и стоимостном выражении) материалов на начало месяца.

2. В течение месяца материально ответственные лица (уполномоченные лица по списанию) при помощи формы документа «Требование накладная» отражают движение материалов с центрального склада в цеха НГДУ и между цехами в количественном выражении, и формируется остаток материалов на конец месяца в программе SAP R3 .

3. Утвержденные акты расхода материалов по форме Н-М2 подписываются председателем и членами комиссии, а так же заместителем начальника НГДУ.

4. Бухгалтерия расценивает акты расходов материала, определяет стоимостное и количественное выражение прихода материалов, их использование, расход и остаток на конец месяца.

5. Материальный отчет с остатками материалов на начало нового месяца формируется в программе SAP R3 для дальнейшего обзора запасов и подготовки к перемещению-списанию документации .

6. Документы по внутреннему перемещению и расходу материалов за отчетный период подшиваются и сдаются на хранение в архив.

Данный порядок документооборота ведет к постоянным перемещениям документов и, вместе с тем, к излишнему перемещению работников цеха, отвечающих за списание материальных ценностей. Возникает необходимость устранения причин излишнего перемещения кладовщиков между цехами и НГДУ, а также уменьшения загруженности документацией.

С задачей по устранению излишнего перемещения может справиться внедрение электронной цифровой подписи для первоначального заверения (подписи) актов расхода материалов.

Электронная цифровая подпись (ЭЦП) - реквизит электронного документа, полученный в результате криптографического преобразования информации с использованием закрытого ключа подписи и позволяющий установить отсутствие

искажения информации в электронном документе с момента формирования подписи и проверить принадлежность подписи владельцу сертификата ключа подписи.

Новый порядок документооборота при списании материалов:

1. В начале месяца уполномоченное лицо цеха НГДУ получает на руки материальный отчет с выведенными остатками материалов на начало месяца.

2. В течение месяца материально-ответственные лица при помощи документа «Требование накладная» отражают движение материалов с центрального склада в цеха НГДУ и между цехами в количественном выражении, и формируется остаток материалов на конец месяца в программе SAP R3.

3. Акты расхода материалов по форме Н-М2 в электронном виде направляются кураторам, членам комиссии, начальнику ОМТС, заместителю начальника НГДУ, начальнику ОБУиО и заверяются ЭЦП.

4. Документация в электронном виде направляется в материальную бухгалтерию, где бухгалтера расценивают акты расходов материалов и списывают ТМЦ.

5. Материальный отчет с остатками материалов на начало нового месяца формируется в программе SAP R3 для дальнейшего обзора запасов и подготовки к перемещению-списанию документации.

6. На основании актов расхода (в электронном виде) создается один акт расхода материалов на бумажном носителе со всеми приложениями, требующий заверения зам. начальника НГДУ, членов комиссии и начальника ОБУ и О.

7. Документы по внутреннему перемещению и расходу материалов за отчетный период подшиваются и сдаются на хранение в архив.

ЭЦП позволит усовершенствовать процесс списания материалов, т.к. документация в основном будет передаваться в электронном виде, уполномоченным лицам не придется постоянно разъезжать на транспорте, рискуя потерять, испортить акты списания. Преимущество состоит в том, что данный метод позволяет экономить время и денежные средства, потому что устраняются причины излишнего перемещения.

Внедрение модуля «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика» как инструмент повышения эффективности производственного учета движения оборудования, реализуемого в рамках инвестиционной программы «Обустройство скважин»

И.Г. Замалетдинова (ООО «ТатАвтоматизация»)

В связи с определением в 2014 году ООО «ТатАвтоматизация» генеральным подрядчиком для реализации инвестиционной программы «Обустройство скважин» было

принято решение о создании отдела обустройства скважин. Среди прочих функций, за отделом обустройства скважин закреплены функции контроля движения оборудования, в том числе отгрузки, дальнейшей приемки-передачи оборудования в монтаж и списания смонтированного оборудования.

Для решения данной задачи специалистами отдела обустройства была предложена схема движения оборудования с отражением заводских номеров, начиная от получения оборудования до создания основного средства. Согласно этой схеме было разработано техническое задание для реализации автоматизированного учёта с функцией логистики движения оборудования. По данному техническому заданию принято решение о создании модуля «Учет оборудования» на основе существующего ПК «ТатАвтоматика».

С момента внедрения модуля «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика» в работу (более года) все данные, связанные с учётом оборудования по всем объектам, занесены в базу данных и постоянно обновляются. На данный момент в модуле «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика» имеется информация по 173 тысячам единиц оборудования по всем объектам обслуживания ООО «ТатАвтоматизация».

Модуль «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика» позволяет автоматизировать следующие задачи производственной деятельности предприятия ООО «ТатАвтоматизация»:

- 1) Ведение учёта средств автоматизации и измерения, а также другого обслуживаемого оборудования в разрезах, определяемых справочниками.
- 2) Ведение учёта обслуживаемых технологических и прочих объектов в разрезах, определяемых справочниками.
- 3) Ведение справочников, использование их для анализа информации.
- 4) Проведение аналитики по введенной информации.
- 5) Получение аналитических и запрограммированных отчетов в виде форматированных Excel-файлов.

Модуль «Учет оборудования» подразделяется на 3 раздела.

- 1) Состав объектов. Данная форма позволяет:

- Обеспечивать ввод и редактирование информации о технологических объектах, а также любых других объектах обслуживания в разрезе предприятий и их подразделений;
- Обеспечивать ввод и редактирование информации о подобъектах объекта в целях детализированного учёта;

- 2) Поиск оборудования. Данная вкладка позволяет произвести быстрый поиск информации по оборудованию. Для этого можно воспользоваться шаблонами поиска оборудования. Также в данной информации содержатся сведения о нахождении данного

оборудования на определенном объекте, сведения о перемещении между объектами.

3) 1С.ИТРП Осн.средства. Данная вкладка позволяет получить данные, связанные с информацией по материально-ответственным лицам (МОЛ), основным средствам, закрепленным за МОЛ, составу основного средства, описанию основного средства.

В ходе разработки находятся следующие функции модуля «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика»:

1) «Анализ отказов при демонтаже оборудования» дает возможность просмотреть причины демонтажа оборудования.

2) «Паспорт оборудования» предоставит возможность наблюдать за передвижением какого-либо оборудования в течение его «жизненного цикла».

Повсеместное внедрение модуля «Учет оборудования» ПК «ТатАвтоматика» предполагает следующий положительный эффект:

1) Увеличение производительности труда

2) Синхронизация информации

3) Уменьшение влияния «человеческого фактора» при своевременном заполнении информации

4) Возможность вести аналитическую работу по активности заполнения данных пользователями;

5) Налажен централизованный учёт оборудования;

Уменьшение трудозатрат и отсутствие необходимости использования дополнительного транспорта для актуализации информации по учёту позволило получить суммарный экономический эффект 2,5 млн. рублей.

Оценка инвестиционной привлекательности проекта строительства скважин традиционного диаметра.

Е.С. Вологодская (ООО «ТаграС-РемСервис»)

При рассмотрении выбранной темы были определены основные принципы Работы:

1. Необходимость увеличения объемов работ на внешних объектах.

2. Выполнение требований Заказчика.

3. Развитие бизнес-направления «Бурение».

4. Минимизация финансовых рисков.

5. И сокращение текущих издержек остается актуальным, и учитывая особенности ценообразования на внешних проектах определяют наши возможности ведения работ.

Далее, если мы посмотрим на карту региона, то становится понятным, что в настоящее время, доля ТБ составляет 9,4 % в объеме 2015г, а при условии вхождения на рынок ТБ в Самарской и Оренбургской областях в 2016г. доля достигнет 58,8 %.

Таким образом, для того, чтобы оценить наши возможности выполнения данных работ были рассмотрены:

- технические требования,
- технологические возможности,
- подтверждено финансовое обеспечение,
- изучен опыт строительства скважин,
- обоснована закупка и аренда необходимого оборудования,
- и, положительные решения по этапам – позволили нам отразить их в паспорте

проекта. Так, были определены внутренние возможности Компании.

Следующим этапом, было проведение SWOT-анализа. Данный анализ подразумевает исследование по 4-м составляющим, и разработку дальнейших стратегических действий. В данном случае наиболее оптимальным является стратегической действие №2. Как видно, данный блок наряду с сильными сторонами Компании включает и угрозы внешних факторов. Активный поиск новых партнеров и сокращение затрат, являются постоянными составляющими. А сохранение крупных заказов, в данном случае, возможно лишь за счет расширения номенклатуры работ, то есть перехода на бурение скважин традиционного диаметра. Результаты расчета экономической эффективности проекта «Приобретение оборудования для выполнения работ по строительству скважин традиционного диаметра» согласно «Руководящему документу 153-39.0-620-09». Из расчетов - экономический эффект положительный. Так, прогнозируемый дисконтированный доход составит 34,53 млн. руб. при общем объеме инвестиций 104,668 млн. руб. и сроком окупаемости 1,7 года.

В дополнение к действующему РД я предлагаю использовать методику аналитической оценки о принятии дополнительного заказа. Которая позволяет оценить инвестиционную привлекательность проекта не как обособленный объем работ, а учитывая уже имеющийся объем и влияние внешних факторов, таких как: изменение объемов работ, структуры заказа и рыночной стоимости строительства скважин. Так, основными показателями данной методики являются: безубыточный объем продаж и зона безопасности, которые рассчитываются по приведенным формулам и показывают в натуральном выражении то минимальное количество скважин, которое должно быть построено при действующей рыночной стоимости для достижения точки безубыточности. А зона безопасности показывает долю в объеме работ, выполнение которых позволит

достичь прогнозируемой нормы доходности. Смещение точки безубыточности и изменение зоны безопасности мы видим на представленных графиках. На первом графике видно, что первая точка безубыточности достигается при выполнении работ в 65 скважин. С учетом снижения рыночной стоимости на графиках 2 и 3 мы видим увеличение необходимого объема работ и сокращение зоны безопасности. На 4 графике мы видим критические показатели рыночной цены и зоны безопасности, которые свидетельствуют о том, что весь объем работ должен быть выполнен при минимальной рыночной стоимости для полного возмещения инвестиций с плановой нормой доходности. Таким образом минимальный прогнозируемый экономический эффект по данному проекту составит 31 млн. руб. В ходе разработки проекта мной подано предложение по улучшению «Применение «Аналитической оценки» для расчета экономической эффективности. Перспектива внедрения данного проекта очевидна, т.к. в ряде случаев инвестиции и решение о принятии дополнительного объема работ на внешних проектах принимаются без учета имеющегося объема работ и формируется исходя из нормативных затрат. Принятие данной методики позволит снизить финансовые риски за счет учета влияния внешних факторов, и позволит оценить минимальные пороговые значения принятия дополнительного объема работ.

Система постоянных улучшений с целью снижения затрат на добычу сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

А.И. Каримов (НГДУ «Нурлатнефть»)

Важная роль среди природных ресурсов принадлежит нефти, как ценнейшему и невозобновляемому углеводородному сырью, масштабы добычи и использования которой во многом определяют экономический потенциал страны. Однако удорожание подготовки ресурсов нефти, значительное ухудшение географических, природно-климатических и горно-геологических условий вовлекаемых в разработку нефтяных месторождений предопределяют тенденцию роста себестоимости добычи нефти. В этих условиях переход к интенсивным методам управления и сокращение потерь минерально-сырьевых ресурсов нефтяных месторождений на всех стадиях - от добычи, переработки и использования конечной продукции приобретает особое значение.

Одним из направлений решения данной проблемы является снижение затрат как капитальных, так и эксплуатационных на добычу сверхвязкой нефти.

Целью моей работы является снижение затрат на добычу сверхвязкой нефти, а задачей подача и внедрение предложений направленных на снижение затрат.

Для снижения затрат был использован один из инструментов бережливого производства Кайдзен, что означает изменения к лучшему, то есть совершенствование. Более того, это непрерывный процесс совершенствования, в котором участвуют все - и руководство, и сотрудники.

С начала этого года для снижения затрат специалистами НГДУ подавались кайдзен-предложения по оптимизации затрат при разработке Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти. Так с 14.01.2015 года по сегодняшний день специалистами НГДУ подано 655 предложений с общим ожидаемым экономическим эффектом 343,5 млн. рублей. Из них реализовано 248 предложений с экономическим эффектом 217,5 млн. руб. Данные предложения подавались в произвольной форме и отправлялись по СЭД «Практика», что приводило к большой потере времени. Также для уточнения данных делался повторный запрос.

Для упрощения подачи предложений на базе Аукциона бизнес идей был запущен информационный ресурс СПУ – система постоянных улучшений. При работе с системой обнаружились недостатки. Для устранения недостатков специалистами НГДУ было разработано техническое задание на доработку информационного ресурса СПУ. Нами предложены следующие основные предложения:

1. Возможность ввода предложений специалистами НГДУ, ИЦ, НИС и ИА;
2. Возможность обозначения типа предложений – на снижение капитальных затрат или на снижение эксплуатационных затрат;
3. Реализация справочника для определений направления предложения;
4. Реализация автоматизированных отчётов;
5. Возможность указания исполнителя, ответственного за выполнение предложения;
6. Возможность формирования мероприятий в ресурсе с установкой срока, ответственных и автоматическую рассылку ответственным лицам

Также алгоритм подачи предложений был недостаточно эффективный. Нами была предложена следующая схема подачи предложений. Специалисты подают предложение. Далее предложение проходит первичную экспертизу. После этого предложение направляется по направлениям деятельности – если выполняется силами НГДУ в наше управление, если требует вовлечения ресурсов в ПАО "Татнефть". Далее принимается решение по реализации или об отказе о реализации.

За каждое поданное предложение производится оплата в размере 300 рублей, а за каждое внедренное предложение оплата производится исходя из полученного экономического эффекта. Для оценки экономического эффекта по НГДУ была

разработана памятка по экспертной оценке эффекта от внедрения предложений по оптимизации затрат ЦДСВН.

Вывод: Подача кайдзен-предложений позволяет постоянно улучшать производство и соответственно снижать затраты на разработку Ашальчинского месторождения СВН.

Разработка комплекса мер, направленных на повышение производительности труда при бурении скважин на поднятиях СВН

Л.И. Насырова (ТГРУ ПАО «Татнефть»)

Производительность труда является одним из важнейших показателей эффективности производства. Современные рыночные отношения являются мощным стимулом для развития любой организации. Повышению производительности труда сегодня уделяется пристальное внимание во всех структурных подразделениях «Татнефти». В 2013 году в ПАО "Татнефть" принята программа повышения производительности труда на предприятиях производственной группы ПАО "Татнефть".

Наше структурное подразделение выполнило установленные показатели повышения производительности труда (план 716 тыс.руб./чел., факт 891 тыс.руб./чел. в ценах 2012 г.).

Выработка в подразделениях нашей организации колеблется от 615тыс.руб. до 3 130 тыс.руб..Цех буровых работ – подразделение, выполнившее в 2014 самый большой объем работ. Динамика выработки цеха буровых работ за 2012-2014 гг. приведена на слайде 6. За 2 года выработка на 1 человека увеличилась почти в 2 раза. Это не было бы возможным без реализации мероприятий, направленных на повышение производительности труда.

В цехе буровых работ разработаны и внедрены мероприятия по повышению производительности труда при бурении оценочных скважин на поднятиях СВН.

1. Переход буровых бригад на круглосуточный режим работ. До 2014 г. буровые работы осуществлялись в 1 смену. С февраля 2014г. по настоящее время на круглосуточный режим работ переведены все 9 буровых бригад.

2. Внедрение новых технологических решений в целях увеличения скорости проходки и повышения качества отбираемого керна. С этой целью в декабре 2014 года была закуплена партия нового оборудования, включающая в себя долота У6-142,9 STD-4МС (типа PDC) и керноотборные устройства УКС-У-109/67-000-2(4м). В ходе испытаний оборудования была выявлена высокая его эффективность, позволяющая существенно – на 20 % увеличить скорость проходки и повысить выход керна.

3. Внедрение нового графика перевахтовки работников буровых бригад в полевых условиях, при котором смена вахт буровой бригады происходит без остановки рабочего

процесса. Внедрение нового графика позволило увеличить производительность труда за счет бесперебойного производства буровых работ.

4. Применение при ликвидации уходов промывочной жидкости быстросхватывающихся смесей (МЛЗП) вместо используемого ранее цемента. Сокращается время ожидания буровой бригадой застывания смеси с 12 до 8 часов. Кроме того использование МЛЗП при ликвидации уходов более эффективно, т.к. позволяет ликвидировать осложнения преимущественно за одну операцию.

5. Для увеличения производительности на скважинах с испытаниями на приток, создана бригада освоения в составе 3-х человек. Это позволяет бригаде после завершения бурения сразу переезжать на новую точку и не заниматься длительными испытаниями.

6. Организована система балансирования количества получаемых, откладываемых, доставляемых и отгружаемых комплектующих – в ЦИТС осуществляется постоянный контроль за наличием и движением комплектующих в буровых бригадах. Также со стороны ЦИТС налажен контроль сырья, материалов и запасов по каждой буровой бригаде для оперативного завоза и отслеживания количества запасов.

На динамику производительности буровых бригад влияет и разнообразие видов скважин по назначению на поднятиях СВН (нормативная продолжительность бурения различных видов скважин колеблется от 7,6 суток до 30,5 суток). Четкая организация производственного процесса, применение новой техники и технологий, в сочетании с постоянным совершенствованием опыта работ, повышением профессионального уровня сотрудников позволило повысить выработку бригадам цеха буровых работ с 1 155 тыс. руб./чел в 2012 г. до 2 120 тыс. руб./чел. в 2014 г. или на 183 %.

Повышение производительности труда по цеху буровых работ находит отражение и в увеличении скорости бурения скважин – при установленных планом по бурению в 2014 г. 380 скважинах фактически было пробурено 419 оценочных скважин.

Так, если на начало 2014 г. среднемесячная проходка на 1 бригаду составляла 237 метров, то в марте 2015 ее значение изменилось до 590 метров или на 249 %. Динамика проходки на 1 буровую бригаду за 2014 год -1 квартал 2015 года приведена на слайде 8.

На сегодняшний день установлен план по бурению скважин на месторождениях СВН на 2015 год – 365 скважин. Ожидается, что в скором времени он будет скорректирован до 487 скважин. На 01.06.2015 г. пробурено 260 скважин.

УРПС и руководством ПАО "Татнефть" осуществляется постоянный контроль за соблюдением сроков бурения скважин. Строгие временные рамки объясняются сроком действия налоговых льгот по НДС – до 2022 г. Для получения положительного экономического эффекта от добычи СВН необходимо завершить строительство скважин

на поднятиях СВН в 2016 г. И повышение производительности труда в данном случае это один из механизмов, позволяющий выполнять в срок намеченные планы.

Дорожная карта – инструмент для вывода на рынок собственных разработок химических продуктов

Т.Т. Киреев (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В связи с повышением конкуренции на рынке нефтепромысловой химии в настоящее время ООО «Татнефть-ХимСервис» перестало быть безальтернативным поставщиком нефтехимических реагентов для ПАО "Татнефть".

Для решения данной проблемы необходимо замещение реагентов сторонних фирм-разработчиков, применяемых на объектах нефтедобывающих компаний, на продукты собственной разработки. Для осуществления данной цели можно воспользоваться инструментом Бережливого производства - «Дорожная карта».

Целью данного проекта является формирование и использование инструмента Дорожная карта, позволяющей быстрее и с меньшими потерями создавать и выводить на рынок собственную продукцию.

Основными задачами проекта являются: наблюдение за процессом разработки и вывода собственной продукции на рынок; определение основных этапов разработки и вывода собственной продукции на рынок; определение роли и место исполнителей; оценка экономической эффективности вывода продукции на рынок.

Дорожная карта - это один из инструментов рыночного анализа, оценки продукта и изучения технологий, которые объединены для внутренней разработки и последовательности шагов, необходимые для осуществления вывода на рынок новых химических продуктов.

Для разработки Дорожной карты для себя мы выделили следующие основные этапы: анализ рынка; поиск и отбор идей; разработка состава (рецептуры); опытно-лабораторные испытания (ОЛИ); обработка результатов; сертификация; опытно-лабораторные (стендовые) испытания проводимые в НИИ; опытно-промышленные испытания (ОПИ), проводимые НИИ; участие в тендерных торгах.

Рассмотрим поподробнее некоторые из этапов Дорожной карты.

Анализ рынка. В первую очередь необходимо составить список компаний - потенциальных Заказчиков, использующих нефтехимические реагенты, затем установить контакт с заинтересованными в нефтехимической продукции службами и лицами Заказчиков. Следующим шагом является анализ потребности Заказчиков в

нефтехимической продукции ООО «Татнефть-ХимСервис», посредством телефонной связи, писем и личных встреч. Продуктом данного этапа является список перспективных Заказчиков и направлений деятельности.

Поиск и отбор идей. Определены 4 направления деятельности: работа с потребителем, рассмотрение инициативных предложений по разработке, анализ экономической эффективности проектов, разработка технического задания.

Разработка состава. Данный этап включает в себя 3 направления:

1. Подбор сырьевых компонентов. Первый шаг данного направления заключается в анализе технологических режимов производственных процессов, далее определяются технические требования для готового продукта и выявляются компоненты, отвечающие данным требованиям.

2. Исследование рынка поставщиков-производителей сырья. Определяется перечень поставщиков сырьевых компонентов, исключаются посредники. Далее устанавливается контакт с отделом продаж производителя, выявляется возможность поставки сырьевых компонентов необходимого объема и качества. Затем производится запрос необходимой разрешительной документации на продукты, получение коммерческих предложений и анализ экономической эффективности. В заключение осуществляется сбор образцов сырьевых компонентов.

3. Разработка опытных образцов. Для разработки опытных образцов необходимо подготовить компоненты и лабораторное оборудование, произвести лабораторные синтезы опытных образцов, определить качественные характеристики разработанных образцов, согласно техническим требованиям.

Участие в тендерных торгах. Завершающим этапом Дорожной карты как инструмента Бережливого производства является участие разработанных реагентов в тендерных торгах, которые осуществляются после подачи заявки в электронный магазин.

Результаты использования дорожной карты. На сегодняшний день в ООО «Татнефть-ХимСервис» ведется работа по разработке и внедрению собственных химических продуктов в полном соответствии с Дорожной картой по следующим направлениям: поглотитель сероводорода и меркаптанов ТНХС-ПС м. 301-303; ингибиторы коррозии ТНХС-ИК м. 601-610; деэмульгаторы серии ТНХС-ДЭ м. 401-410.

Общий эффект по трем направления разработки составит 3 млн. 778 тыс. руб.

Основной риск развития новых разработок – большая конкуренция на рынке нефтепромысловых реагентов. Использование Дорожной карты позволит системно спланировать шаги по разработке и выводу на рынок собственной химпродукции.

Экономическая эффективность применения установки ОЛКС МР (модернизированный резьбовой) на объектах строительства скважин

Ю.Р.Хасанишина (ООО «УК «Система-Сервис»)

Оборудование для локального крепления скважин (ОЛКС) предназначено для перекрытия зон осложнения, поглощения, водопроявления, осыпания, обвалов), а также для ремонта технических колонн при бурении скважин.

Стандартная схема ОЛКС предусматривает соединение труб методом сварки. На установку ОЛКС сварочным методом затрачивается немалая часть времени, что влечет за собой потерю времени буровой бригады и увеличение затрат для заказчика, а также невозможно использовать сварку на месторождениях газовых скважин.

Для решения данной проблемы разработана и внедрена конструкция ОЛКС МР, собираемая на резьбовых соединениях. Также с целью совершенствования техники и технологии ОЛКС МР, разработана конструкция позволяющая уйти от вращательного способа расширения цилиндрических участков профильных перекрывателей (развальцевателями) и перейти к расширению за счет поочередного проталкивания через них пуансонов (конусных клиньев) (Рис.1).

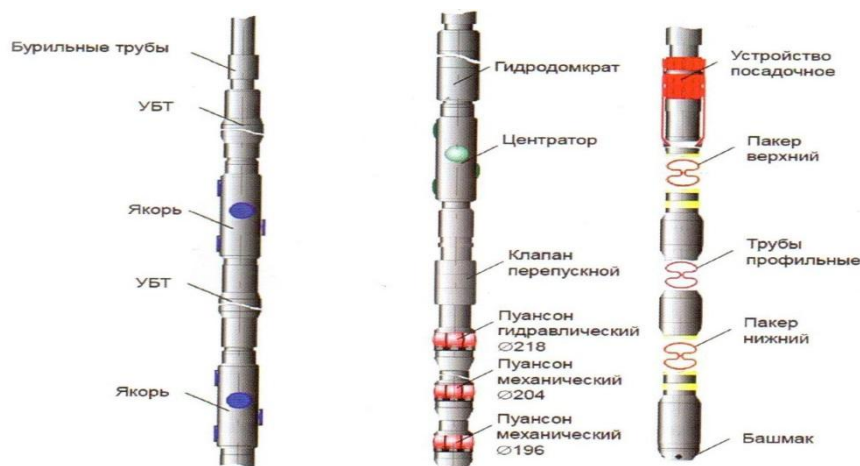


Рис.1 Технология с использованием пуансонов.

Применение выше описанной технологии является наиболее экономически привлекательной как для заказчика, так и для самого изготовителя.

Результат расчета экономической эффективности установки ОЛКС 216 МР показывает, что проект на весь срок эффекта обеспечивает чистую прибыль в размере 1 565 тыс.руб. При этом чистый дисконтированный доход составляет 5 164 тыс.руб. Дисконтированный срок окупаемости данного проекта менее года. Индекс доходности затрат равен 1,117. Таким образом, проект является эффективным по всем показателям.

Новая разработка с использованием пуансонов была успешно применена на скважине № 18 «Татнефть-Самара». Средняя скорость проходки с применением ОЛКС 216 МР на скв. № 18 «Татнефть-Самара» увеличилась на 6,22 % и составила 2,8 м/час.

Данная технология позволяет значительно сократить время изоляции зон осложнений и соответственно увеличить проходку за сутки.

При соединении 1 стыка труб ОЛКС резьбовым способом сокращается время на 2,25 часа, а экономия от этого на установку ОЛКС 100 м для буровой бригады составит 618 750 руб. При условии применения ОЛКС МР на всем фонде экономия на весь объем составит 16 087 500 руб. в год.

Несмотря на то, что стоимость ОЛКС МР выше стоимости ОЛКС традиционного исполнения применение модернизированного ОЛКС позволит сохранить эффективность для заказчика, данный ОЛКС значительно выгоден для заказчика и даст возможность сэкономить свои затраты на 5% или 3 350 516 руб. в год. Такая экономия позволит рационально и более эффективно использовать собственные средства и ресурсы.

На газовых месторождениях, как и на нефтяных, при строительстве скважин также имеются зоны осложнения. Возможность применения ОЛКС МР на месторождениях газовых скважин позволит расширить рынок сбыта и тем самым улучшить свои экономические показатели по выручке и повысить свою конкурентоспособность.

Выручка после внедрения новой технологии ОЛКС МР возросла на 8 346 355 руб., валовая прибыль - на 1 088 655 руб., чистая прибыль - на 870 924 руб., производительность труда увеличится на 8,78 %.

Разработка технологически новых решений и разработка ОЛКС МР позволит:

- Сократить время на установку ОЛКС, тем самым сэкономить затраты на изоляцию зоны осложнения при установке ОЛКС МР (100 м) в год на 3 350 516 руб.;
- Расширить и освоить новые рынки сбыта за счет возможности использования ОЛКС МР на газовых месторождениях.

Таким образом, совершенствование техники и технологии позволяет решить актуальные в настоящее время задачи в области применения ОЛКС: удовлетворить интересы заказчика, технологически усовершенствовать процесс бурения, расширить рынок сбыта для исполнителя.

Электронная база данных как элемент снижения налоговых рисков

Н.Н. Галлямова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Сейчас очень модно говорить об оптимизации. Оптимизация, обозначенная как одно из основных направлений внутри компании ПАО "Татнефть", нацелена в первую очередь на сокращение временных и трудовых затрат. Это ни для кого не секрет. Проблема, которую мы попытаемся раскрыть в данной работе, зрела давно, и толчок, полученный от высшего руководства Компании, имел свои плоды внутри нашей службы.

Одной из основных обязанностей отдела налогообложения, помимо прочего, является необходимость отвечать на требования налоговых органов. Краткая справка: за один календарный год только касательно нашего НГДУ мы получаем около 100 требований, это более 20 000 (плюс/минус) листов документов. То есть, в день мы можем получать до 4-5 требований с одинаковым сроком ответа на них. А это, как правило, не более 5 дней. Требования, в свою очередь, могут содержать запросы не о деятельности месячной давности, но и возвращать нас к 2010, 2011, и даже к 2009 годам.

Естественно документы уже подшиты, они могут быть даже уже в архиве за пределами Управления. Уже на этом этапе мы сталкиваемся с проблемами: необходимо договориться о транспорте, съездить в архив, найти документы, привезти, расшить и пойти повторно по кругу «прошить-отвезти». Часто какую-либо информацию и документацию может подсказать только куратор. Так, к примеру, одно из последних требований запрашивало документы, которые хранились в одном из перерабатывающих цехов, об этом факте мы узнали только именно от куратора, которому пришлось ехать в цех, поднимать местный архив, присылать нам наши же документы по факсу, так как срок ответа был очень коротким.

Это касательно старых документов, с этого нового 2015 года мы пытаемся создать свою электронную базу документов, т.е. пока переход на работу с электронными счетами-фактурами маячит где-то в будущем, а мы уже пытаемся по-своему его совершить.

Итак, в чем заключается идея нашего проекта. Ежемесячно НГДУ производит закупку товаров, работ, услуг у около 300 контрагентов, это, в среднем, 4 счет фактуры на 1 контрагента.

Мы знаем наших контрагентов, поэтому мы создали их электронный реестр с гиперссылками, который представлен на рисунке 1. Это первое.

Второй этап более трудозатратный в расчете на 1 человека, но вполне исполняемый, если брать в расчет всю бухгалтерию: каждый бухгалтер прогоняет через сканер все объемы, которые он проводит в этом конкретном месяце; раскидывает скан-документы по

папкам; дает им правильные имена. Отделы, как правило, копируют все документы для сдачи объемов на оплату. Эта информация хранится на общем обменном ресурсе НГДУ, и ни для кого не секрет. Соответственно бухгалтер, копирует и эту информацию в свои папки. Папки нужно скинуть на сетевой диск бухгалтерии. На этом этапе работа бухгалтера завершена.

Как в итоге всё это работает. Мы получаем запрос, например по договору за 2015 г. с ЗАО «Нефтеконсорциум». Заходим в эксель. Набираем в поисковике название контрагента. Кликаем и программа автоматически отсылает нас к нужной папке. В папке есть вся информация: счет-фактура, акт, формы (ОС-1, КС-1, КС-3 и т.д.), всё раскидано по годам с разбивкой на месяца.

Все просто, но это реально работает. И каждая служба получает большую автономность. Ведь даже с появлением СЭД, нам приходится ждать пока начальник отдела отпишет своим подчиненным нашу просьбу предоставить документы к требованию, если это происходит с задержкой, то службы просят у нас, в свою очередь, увеличить им сроки для поиска информации. А время в нашем случае деньги, и деньги не маленькие – 200 рублей за 1 непредставленный документ, и получится совсем космическая сумма, если мы умножим 200 рублей на среднее число документов в год.

Повышение экономической эффективности предприятия за счет передачи невостребованного имущества НГДУ «Елховнефть» в УпоАО

Э.Р.Сайфуллин, Р.Ю. Курамышев (НГДУ «Елховнефть»)

С момента вывода цехов в сервисные компании и объединения структурных подразделений (НГДУ «ЕН» и НГДУ «ЗН»), в НГДУ накопилось значительное количество невостребованного имущества.

Экономические реалии сегодняшнего дня привели к подготовке и утверждению в 2014г. заместителем генерального директора – начальником управления собственности (Городний Виктор Исакович) «Плана мероприятий по повышению эффективности ведения договорной работы по имущественному комплексу в ПАО "Татнефть". Согласно данного плана, невостребованное имущество структурных подразделений с 01.04.2015г. передается в управление по арендным отношениям для централизованного управления невостребованным имуществом ПАО "Татнефть".

Общая балансовая стоимость невостребованного имущества НГДУ «Елховнефть», передаваемого на баланс УпоАО составляет 452,2 млн. руб., в т.ч.:

- здания и сооружения – 410,2 млн.руб.;

- оборудование – 41,8 млн.руб.;
- земля – 0,22 млн.руб.

Основными положительными моментами от передачи имущества являются:

1. Для НГДУ «Елховнефть»:

- улучшение фондоотдачи;
- сокращение трудозатрат – оптимизация численности;
- сокращение убытка от арендной деятельности;
- улучшение показателя ресурсосбережения на конкурс «Лучшее структурное подразделение».

2. Для ПАО "Татнефть":

- централизация не востребовавшего имущества;
- максимальная сдача имущества в аренду (за счет рекламы, предварительного ремонта, гибких условий и прочего);
- реализация имущества.

В 2014г. по зданию АБК г.Заинск, при выручке от сдачи площадей в аренду в сумме 6,2 млн. руб. и затратах на содержание 7,9 млн. руб. получен убыток – 1,7 млн. руб. Передача данного здания в УпоАО позволило сократить убыток от арендной деятельности по НГДУ «Елховнефть».

Также передача имущества позволило оптимизировать численность, это инженер АХО АБК г.Заинск с 10 разрядом и годовым ФОТ с отчислениями - 0,5 млн. руб. и начальник СПРИ с 15 разрядом и годовым ФОТ с отчислениями – 0,7 млн. руб. Итого 1,2 млн. руб.

Передача не востребовавшего имущества НГДУ «Елховнефть» позволило сократить убыток от арендной деятельности на 1,7 млн. руб., оптимизировать численность на 1,2 млн. руб. и получить чистую прибыль в сумме 2,3 млн. руб.

Использование стеариновой кислоты взамен олеиновой кислоты при изготовлении резиновых смесей

Р.Р. Тазеева (ООО «УК «Татнефть – Нефтехим»)

Наша основная задача – гибкое и надежное обеспечение действующих предприятий и строящихся объектов нефтехимического комплекса необходимым качественным сырьем, материалами, металлом, комплектующими и оборудованием точно в срок и с минимальными затратами.

Одним из компонентов резиновой смеси является олеиновая кислота и стеариновая кислота. Олеиновая и стеариновая кислоты относятся к группе пластификаторов.

Пластификаторы — это вещества, которые вводят в состав полимерных материалов для придания (или повышения) эластичности и (или) пластичности при переработке и эксплуатации. Пластификаторы облегчают диспергирование ингредиентов, снижают температуру технологической обработки композиций, улучшают морозостойкость полимеров, но иногда ухудшают их теплостойкость. Некоторые пластификаторы могут повышать огне-, свето- и термостойкость полимеров.

Жидкий активатор вулканизации олеиновая кислота применяется в рецептуре легковых радиальных шин ассортимента КАМА (для изготовления протекторных резиновых смесей трех шифров П385, П055, П134) и рецептуре протектора сельхозшин (П212) в комбинации со стеарином Т-32. В настоящее время потребность в олеиновой кислоте составляет около 9,0 тонн в месяц. После проведения мероприятий по унификации рецептуры резиновых смесей во 2-ом квартале 2014 года и вывода производственных мощностей сельхозшин, потребность ингредиента снизился до 6,0 тонн в месяц.

Учитывая затраты на подготовку (обогрев цистерн и емкостей для хранения), транспортировку (обслуживание и обогрев трубопроводов), подачу к резиносмесителям и дозирование (обогрев весов, обслуживание инжекторов) олеиновой кислоты назрела необходимость в отказе от ее применения.

Мое предложение: на основании вышеуказанного, считаю целесообразным в рецептурах резиновых смесей провести замену олеиновой кислоты на альтернативный твердый активатор вулканизации – стеариновую кислоту.

Есть подтверждающее письмо № 1245 от 17.03.14г. о том, что взаимозаменяемость олеиновой кислоты на стеариновую без изменения дозировки возможна.

Минусы применения олеиновой кислоты:

1. При приемке, хранении и подачи необходимы энергоресурсы, а они с каждым годом по тарифам увеличиваются.

2. Образование паровоздушной смеси в виде взвеси – взрывоопасна. В этом случае при подаче по трубе образуются мелкие капли, и с учетом разогрева теплофикатом кислоты, для обеспечения поддержания рабочей температуры, т.к. трубы расположены близко, ситуация может привести к взрыву и повреждению

Расчет экономического эффекта

Наименование сырья	Олеиновая кислота	Стеариновая кислота
Стоимость (за тонну)	42000 руб.	61500 руб.
Транспорт	ж/д (60 тн в 1 цистерне)	а/м (20 тн в 1 а/м)
Затраты на транспорт	35991 руб. без НДС за 1 вагон в один конец + 15 500 за возврат	13882 руб. с НДС (1 автомашина)
Потребность за 2013 год	98,4 тн	1555,55 тн
Итого (без учета затрат на пар)	4132800 руб.	—
Затраты (расход энергоресурсов за год)	8328066 руб.	—
Итого (с учетом затрат)	12460866 руб.	—
Итого стоимость (за тонну)	126634 руб.	61000 руб.
Поставщик	ОАО «Нэфис Косметикс» г. Казань	ОАО «Нэфис Косметикс» г. Казань
Разница за тонну	65134 рублей	
Потребность за 2014 год	85 тн	
Экономия «+» (за счет перехода от олеиновой кислоты на стеариновую)	5536390 рублей	

Комплекс календарного планирования как инструмент оптимизации производства и отгрузки продукции

Н.М. Абдулов, А.Р. Абдулова (ОАО «ТАНЕКО»)

Планирование производственной деятельности нефтеперерабатывающих предприятий является одним из важнейших условий организации их эффективной работы. Поэтому в настоящее время широкое распространение получили системы оперативного планирования. Однако при реализации оперативных планов возникают трудности, связанные с отсутствием детальной информации об оптимальной последовательности организации работы основных технологических объектов и распределении товарных потоков. Одним из инструментов, позволяющим учесть данные особенности, является Комплекс календарного планирования (КП), разработанный фирмой Honeywell.

В настоящий момент календарные планы производства и отгрузки на многих предприятиях формируются вручную. Внедрение Комплекса КП позволяет автоматизировать знания, необходимые для грамотного формирования планов, что может сократить количество ошибок при планировании. Используя последние достижения в области автоматизации процесса планирования, Комплекс КП представляет собой систему взаимосвязанных программ оптимизационного и имитационного моделирования, интегрированных в единую систему с информационно-управляющей средой предприятия.

Ввод в промышленную эксплуатацию комплекса КП на предприятии запланирован уже во втором полугодии 2015 г. Следует отметить, что на этапе опытной эксплуатации была выявлена необходимость в часовом планировании при переходе от месячного к суточному планированию, что удалось реализовать благодаря расширению функционала модулей комплекса. Это позволило учитывать, при расчете календарных планов, время паспортизации товарных продуктов, режим работы резервуаров на момент начала планирования, особенности процесса налива.

Для оценки материальной составляющей эффективности от внедрения комплекса КП рассмотрен условный пример работы предприятия, с риском возникновения «затоваривания» резервуарного парка судовым маловязким топливом (СМТ).

На первом этапе анализа выявлена несвоевременная и неритмичная подача автомобильного транспорта под отгрузку СМТ, что послужило основной причиной возникновения вышеуказанного риска.

На втором этапе был произведен поиск оптимального решения. В качестве исходных данных принят базовый месячный план производства, график отгрузки товарной продукции и технологические ограничения работы товарного парка и наливных эстакад.

В ходе анализа было выделено два основных пути решения:

1) корректировка базового плана производства в части снижения выработки СМТ в результате вовлечения вакуумной дизельной фракции в состав прямогонного вакуумного газойля;

2) корректировка отгрузки СМТ с перераспределением объемов запланированных к отгрузке автомобильным транспортом на отгрузку железнодорожным транспортом без изменения базового плана производства.

Сравнительный анализ базового плана и плана с корректировкой отбора СМТ показал, что маржинальный доход базового плана на 40,7 млн. руб. выше, следовательно, более предпочтительным для рассматриваемого случая является второе решение, а именно изыскание возможности изменения графика отгрузки с распределением неотгруженных объемов СМТ на отгрузку железнодорожным транспортом.

На третьем этапе анализа подтверждена возможность отгрузки дополнительных объемов СМТ железнодорожным транспортом. На практике достаточно тяжело предвидеть риск возникновения ситуации «затоваривания» парка. Неритмичная поставка транспорта под отгрузку прослеживается по всем нефтепродуктам. Каждый отдельный случай потенциально может привести к отставанию фактических показателей отгрузки от плановых значений, и риск «затоваривания» увеличивается. Средствами Комплекса КП, исходя из фактических результатов работы предприятия, а также из имеющейся информации о планируемых объемах отгрузки, можно выявить риск «затоваривания» заблаговременно, что позволит своевременно принять решение по корректировке технологического процесса и более рационально использовать все ресурсы предприятия.

Подводя итоги, следует отметить, что внедрение комплекса КП позволит:

- минимизировать риск «затоваривания» товарного парка;
- обеспечить ритмичность отгрузки товарной продукции;
- формировать более детальную информацию о подаче транспорта под отгрузку;
- повысить эффективность обслуживания потребителей, за счет своевременного исполнения поставок товарной продукции.

Таким образом, внедрение и дальнейшее совершенствование комплекса КП важно как на данном этапе развития нашего предприятия, так и будет актуальным при наличии более расширенной конфигурации технологических установок, на которых предусмотрен выпуск дополнительного ассортимента нефтепродуктов.

Обоснование необходимости создания компьютерной диагностики автомобилей

А.В.Трифорова (ООО «ТаргаС-ТрансСервис»)

На сегодняшний день ремонт и сервисное обслуживание любого автотранспортного средства невозможно без применения автомобильного диагностического оборудования. А качество и точность диагностических приборов напрямую влияют на успешность будущего ремонта.

Компьютерная диагностика автомобиля – самый современный метод тщательной проверки всех электронных систем автомобиля.

Необходимость в проведении компьютерной диагностики оборудования возникает в следующих случаях:

1. Компьютерная диагностика проводится регулярно в профилактических целях, что предоставляет возможность, как предупредить назревающие неисправности, так и с точностью обнаружить уже имеющиеся проблемы. Компьютерная диагностика дает

информацию о текущем состоянии узлов, деталей и блоков управления автомобиля, оценивает его общее техническое состояние;

2. Компьютерная диагностика понадобится и в том случае, если возникли неполадки в работе автомобиля. Эта процедура позволит максимально быстро выяснить, что стало причиной неисправностей.

Специальные приборы и программы для компьютерной диагностики автомобилей позволяют точно и достоверно выявлять неполадки в двигателе и других системах. Предлагаемые устройства очень удобны. Диагностические адаптеры обладают большим количеством функциональных преимуществ:

- Интуитивно понятный интерфейс;
- Портативность. Сканеры имеют небольшие габариты и малый вес;
- Высокая точность и достоверность результатов. Компьютерная диагностика автомобилей предоставляет исчерпывающую информацию о состоянии двигателя, электронных блоков управления, электроники и т.д.;
- Удобный формат отображения данных;
- Возможность беспроводного подключения посредством Wi-Fi или Bluetooth;
- Простой и ясный алгоритм установки ПО на персональный компьютер.

Изначально для организации проекта потребуется место, например, гараж и специализированное оборудование для компьютерной диагностики автомобилей:

- компьютер, с установленной на нем программой расшифровки кодов неисправностей;
- диагностический адаптер, который считывает коды с двигателя и электронного блока управления транспортным средством и сразу выдает отчет с перечнем ошибок и неисправностей;
- кабель для подключения машины к разъему компьютера;
- Подготовка диагностического оборудования к работе состоит из следующих шагов:
- Установка программы
- Подключение адаптера к компьютеру/смартфону/планшету/КПК
- Подключение адаптера к автомобилю
- Запуск программы

Программа считывает и выводит на экран коды ошибок, выявленных ЭБУ автомобиля, их статус и расшифровку.

В ходе изучения программы по диагностике автомобилей можно сделать вывод, что прибор Сканматик®-2 предназначен для диагностики электронных систем и блоков

управления (ЭБУ) автомобилей. Прибор используется для проведения технического обслуживания и ремонта автомобилей на станциях технического обслуживания при наличии настольного (ПК) или карманного персонального компьютера (КПК). Программное обеспечение Сканматик состоит из нескольких диагностических модулей, покрывающих функции диагностики различных марок автомобилей.

Годовые расходы на диагностику в ООО «Сервисный центр-2» составляют 216 353 руб. Затраты на внедрение проекта вместе с затратами на потребление электроэнергии составляют 125 290,17 руб. Исходя из табл. можно сделать вывод, что проект окупится за шесть месяцев. Следовательно, при внедрении компьютерной диагностики автомобилей в июне 2015 года, к концу года можно получить экономию 7 925,26 руб., к маю 2016 года экономия составит 91062,83 руб.

Документооборот при учете НКТ

Л.И. Ханипова, Р.Р. Рахмаева (НГДУ «Елховнефть»)

Глубинно-насосное оборудование (ГНО) скважин – наиболее активная часть основных фондов нефтегазодобывающих предприятий.

Насосные штанги, начиная с момента их поступления от поставщиков на базу ПРС и в процессе их перемещения и расходования, вплоть до выбраковки и списания, должны постоянно находиться на учете у соответствующих подотчетных лиц, которые несут ответственность за их сохранность и правильное использование. Оперативный учет движения НКТ ведется в штуках и метрах, а бухгалтерский учет только в метрах. Оперативный учет и бухгалтерский учет штанг - в штуках.

Подотчетные лица, на которых числятся штанги, обязаны вести оперативный учет их движения и отчитываться перед бухгалтерией в установленные сроки по утвержденным формам отчетности. За несвоевременное, недоброкачественное оформление и составление документов по учёту движения НКТ и штанг, задержку передачи их для отражения в бухгалтерском учёте, за недостоверность содержащихся в документах данных они несут ответственность.

Доставка штанг с базы УТНС до места складирования (база ПРС) производится в порядке централизованного завоза по заявкам согласно установленной формы, с оформлением товарно-транспортной накладной и извещения. На основании товарной накладной бухгалтер инвентарной группы создает инвентарную системную карту в программе SAP на каждую партию с указанием даты поступления, количества, МОЛ, группы амортизации, способа начисления амортизации. По инвентарной карте

ответственный работник цеха ПРС формирует в программе SAP ОС-1 –Акт приема-передачи основных средств. Акт подписывается начальником цеха, мастером ПРС, главным бухгалтером и утверждается зам.начальником по общим вопросам, кадрам и соц.развитию. Подписанный акт сдается в бухгалтерию, в течение 3-х дней после поступления штанг на склад ПРС.

Инвентарные карточки по учету НКТ (штанг), открываются в разрезе местоположения НКТ (номер скважины, трубная база сервисной организации или трубная база НГДУ) и основных характеристик (типоразмеры и виды покрытия).

При сдаче скважины после спуска ГНО мастерами ПРС и ЦДНГ (ЦППД) составляется «Акт замера НКТ, спущенных в скважину» и «Акт замера штанг, спущенных в скважину». В актах указывается длина колонны НКТ и количество штанг, спущенных в скважину, их типоразмер. Акт подписывается мастерами ПРС ЦДНГ (ЦППД). Оформляется «Накладная на внутреннее перемещение» по форме ОС-2 ответственным работником ПРС. На основании вышеуказанных документов бухгалтерия снимает НКТ и штанги по пробуренной скважине с подотчета мастера ПРС и записывает их в подотчет мастера ЦДНГ (ЦППД).

Ввиду того что изменяется составная часть услуги выполнения работ по добыче нефти, изменяется и схема оказания услуг и его учета. Возможно применение различных вариантов порядка оказания услуг: например аренды оборудования пообъектно (отдельно штанги, НКТ, УЭЦП, СК), или прокат комплекса оборудования необходимого для осуществления добычи нефти. Рассмотрим вариант прокат. В данном случае заключается договор проката.

Договор проката - это разновидность договора аренды со следующими особенностями: предметом договора является движимое имущество, форма договора письменная, государственной регистрации не требуется, срок договора не более одного года, арендодатель обязан в присутствии арендатора проверить исправность сдаваемого в аренду имущества.

Заключение договора проката необходимо производить, только на оборудование, которое находится в эксплуатации и в комплексе необходимым, для осуществления добычи нефти, т.е. оборотный фонд, который находится на базах ТМС-групп и ТМЦ для комплектации оборудования на прокат не оформляется.

По мере ввода в эксплуатацию оборудования заключается новое дополнительное соглашение к договору проката. Между НГДУ и УК ООО «ТМС групп» оформляется ОС-23 Приложение к Акту приема-передачи имущества в аренду.

Таким образом, прокат оборудования обеспечит:

- исключение простоев в случае отказа в работе ГНО из-за задержки в оформлении документов;
- текущий и капитальный ремонт оборудования за счет арендодателя (ТМС-групп);
- сокращение потерь из-за излишней обработки документов;
- сокращение потерь из-за лишних запасов и т.д.

Оптимизация документооборота между структурными подразделениями ПАО «Татнефть»

Е. С. Кондратюк (НГДУ «Лениногорскнефть»)

В 2014 г. в ПАО "Татнефть" внедрена система электронного документооборота «Практика» и разработан Регламент по эксплуатации данной системы. Но данный регламент, к сожалению, не устанавливает право и правила использования системы СЭД «Практика» для обмена бухгалтерскими документами.

На сегодняшний день между структурными подразделениями существует достаточно большой документооборот.

В настоящем схема рождения и движения первичных документов выглядит так (рисунок 1):

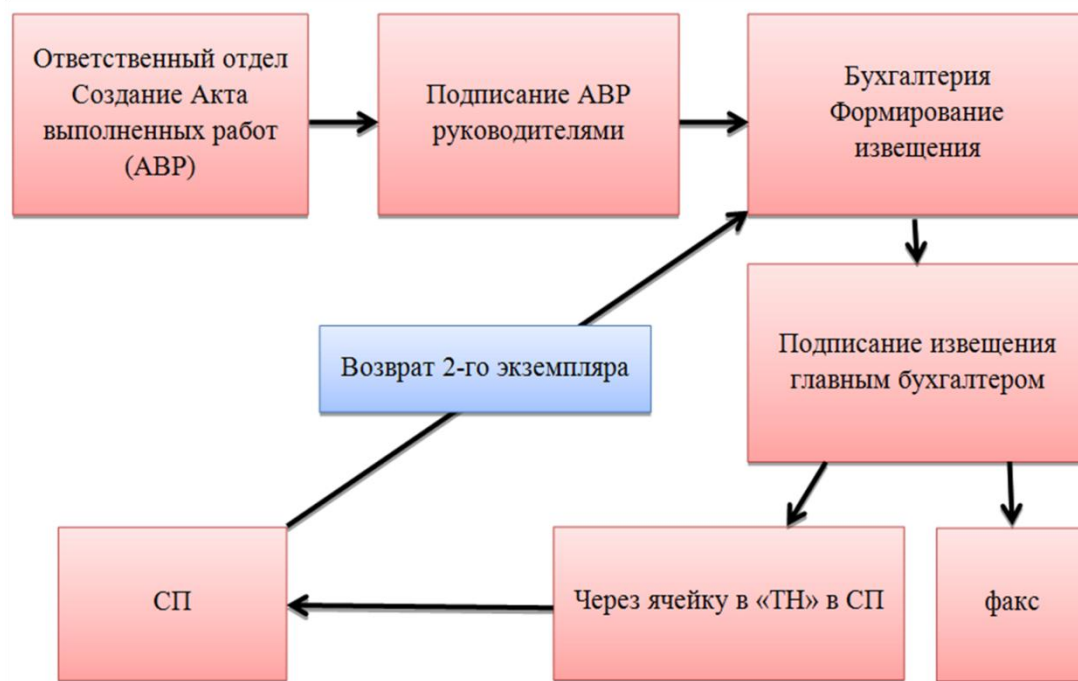


Рисунок 1 - Движение первичного документа между структурными подразделениями

Чтобы устранить недостатки существующей системы (продолжительный процесс формирования первичного документа, потери времени, излишние перемещения, излишняя

обработка документов, затраты на автотранспорт, человеческий фактор, при подготовке ответов на запросы ИА затрачивается много времени для нахождения, объединения и оформления данных в надлежащий вид) НГДУ предлагает внести изменения в учетную политику в целях бухгалтерского учета ПАО "Татнефть", которые позволят использовать систему СЭД «Практика» для обмена бухгалтерскими документами между структурными подразделениями. После этого схема движения ПД будет выглядеть так (рисунок 2):

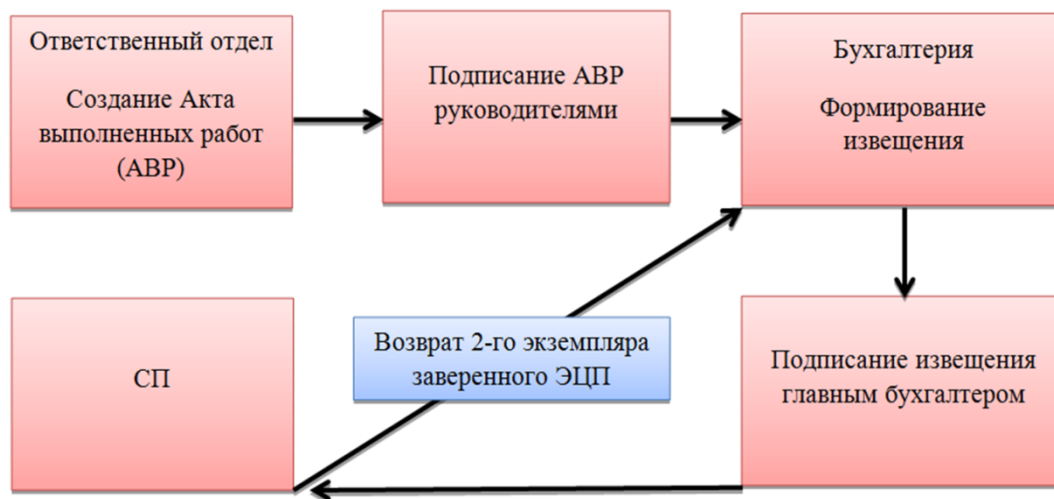


Рисунок 2 – Движение ПД после введения электронного документооборота

Внедрение электронного документооборота позволит бороться с потерями в системе бережливого производства.

Кроме того уменьшатся транспортные затраты на 14880 руб., а в масштабах «Татнефти» на 357120 руб.

Помимо этого электронный документооборот позволит:

- Исключить возможность потери документов;
- оперативно сформировать необходимую информацию при всевозможных запросах.
- Упростит хранение информации, увеличит место в архиве.

Таким образом, введение электронного документооборота между структурными подразделениями значительно улучшит производительность труда бухгалтерской службы, практически без каких либо затрат.

Концепция и метод пофазного учета фактора времени при инвестиционном проектировании

Р.Р. Замалтдинов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Инвестиционный проект – это программа мероприятий, с помощью которых осуществляются эффективные капитальные вложения для получения прибыли. Для чего он нужен? Инвестиционный проект становится для инвестора документом, по которому он получает представление о сущности инвестиционной идеи, о ее перспективах, о рискованности и сроке окупаемости. Для принятия решения по инвестиционному проекту необходимо располагать информацией о характере полного возмещения затрат, а также соответствии уровня дополнительного получаемого дохода, степени риска, неопределенности достижения конечного результата.

Эффективность инвестиционного проекта есть основа инвестиционного проекта, которая подразумевает под собой соответствие проекта целям и интересам его участников.

В мировой практике довольно распространенной формой финансирования инвестиционных проектов является банковское кредитование. Исходя из этого, финансовый рынок рассматривается как общедоступный инструмент приумножения накоплений.

В моей работе рассматривается концепция и метод пофазного учета фактора времени при инвестиционном проектировании.

Существующая на сегодняшний день схема приведения денежных потоков с учетом метода дисконтирования к первоначальной стоимости инвестиционного проекта фиксируется в начальный период инвестирования. Принятие одного момента приведения приводит к тому, что при расчете ЧДД относительно начала фазы эксплуатации возникает логически необъяснимая ситуация: повышенные сметные инвестиционные затраты (с учетом замораживания) не сопоставляются с реальными денежными поступлениями. Традиционная оценка инвестиционных проектов не справляется со своей главной функцией определения весов разновременных затрат и результатов. Требования к величине результата, окупающего затраты, занижены. Также данный метод не позволяет получить оценку дополнительных выгод от внедрения мероприятия. Как инструмент экономического анализа инвестиций этот метод спроектирован с дефектами, поскольку представляют собой виртуальные цифры.

Я предлагаю новый метод. За основу следует принять метод приведения денежных потоков к будущей стоимости. В этом случае в теоретическом плане достигается четкая

интерпретация сущности явлений, а в практическом — понимание предприятием, что именно сулит ему реализация. Крайне важно, что условные цифры дисконтирования заменяются реальными денежными потоками, в том числе прибылью от реализации проекта.

Принципиально важно при этом положение, что моментом приведения инвестиций (затрат) необходимо принимать ввод в эксплуатацию объекта - завершение инвестиционной фазы, а денежных поступлений (результата) - завершение фазы эксплуатации.

Свободные денежные поступления реально будут использоваться на финансовом рынке с целью получения дополнительного дохода. Очевидно, что потенциальная способность ежегодных денежных поступлений генерировать вторичный (непрофильный) доход будет различной, убывающей к моменту завершения срока службы объекта. Это и определяет различие в оценках разновременных результатов и затрат, т.е. создает базу для учета фактора времени по новой концепции. Однако, при размещении свободных денежных средств на банковский депозит, увеличение денежных поступлений на банковском депозите не зависят от деятельности предприятия, они определяются ставкой депозита. В то время как при реализации инвестиционного проекта поток денежных средств может быть увеличен при внедрении управленческих решений, направленных на максимизацию прибыли.

Сущность предлагаемой концепции учета фактора времени при обосновании эффективности инвестиций заключается в признании того, что результат реализации инвестиционных проектов определяется двумя составляющими: доходами самого проекта, определяемыми его рентабельностью, и доходами свободных средств на финансовом рынке, зависящими от процентов на капитал и сроков свободы этих средств.

В отличие от оценки по методу текущей стоимости, в которых сумма амортизации и прибыли не окупает инвестиции во вложенный проект, а также лишенной возможности накопления собственных средств - пофазный метод учета фактора времени, отражает особенности формирования денежных потоков в фазах инвестиционного цикла, позволяет создать простую и ясную модель образования чистой прибыли.

Таким образом, комплекс рекомендуемых нововведений обеспечит практическую реализацию нового метода соизмерения разновременных затрат и результатов в процессе оценки эффективности инвестиционных проектов. Поэтому практическое использование предлагаемого метода позволит удовлетворить потребность предприятия в определении величины прибыли с учетом фактора времени.

Повышение эффективности строительства куста скважин как один из путей оптимизации затрат

Т.В.Сагидуллина (НГДУ «Джалильнефть»)

Строительство скважин является одним из наиболее капиталоемких и необходимых вложений для выполнения плана по добыче нефти.

В НГДУ «Джалильнефть» ежегодно бурится порядка 22-40 скважин, из них объемы горизонтального бурения до 2014 года небольшие, это в среднем 5-6скважин, в процентном отношении 10-15%. С 2014 года в НГДУ увеличилась доля строительства горизонтальных скважин за счет начала бурения на девон. Однако стоимость строительства скважин с горизонтальным окончанием на девон в 1,5-2 раза превышает стоимость строительства наклонно-направленных скважин, но целесообразность строительства скважин с горизонтальным окончанием (СГО) оправдывается получением рентабельного дебита. При этом встает вопрос об эффективности вложенных средств.

Целью данной работы является:

1.Проанализировать капитальные вложения на строительство скважин (2013-2014гг.) по НГДУ «Джалильнефть» на примере Алькеевской площади.

2.Найти пути эффективности строительства куста скважины с горизонтальным окончанием.

3. Оптимизировать затраты на бурение скважин.

Рассматривая все преимущества и недостатки горизонтального бурения на девонские отложения в НГДУ «Джалильнефть», можно увидеть, что его преимуществом является:

1.Получение высокого дебита нефти.

2.За счет большой длины ГС (горизонтального ствола) увеличивается площадь дренирования, что компенсирует бурение 2-х наклонно-направленных скважин.

Недостатками горизонтального бурения является:

1.Большая продолжительность строительства скважин.

2.Высокая стоимость относительно наклонно-направленного бурения, в среднем дороже на 29 млн. руб.

3.Риск получения высокообводненной продукции.

4.Сложность определения интервалов источника обводнения в горизонтальном стволе, а так же их отключения с целью получения рентабельного дебита.

Был проведен анализ показателей эффективности по скважинам, пробуренным на Алькеевской площади НГДУ "Джалильнефть" в 2013 и 2014 годах. Анализ показал, что

затраты на бурение горизонтальной скважины в 1,5-2 раза превышают затраты на бурение наклонно-направленной скважины. При этом ИДД некоторых наклонно-направленных скважин выше горизонтальных, что свидетельствует о целесообразности бурения на некоторых участках 2-х наклонно-направленных скважин вместо одной горизонтальной и получения большей прибыли для предприятия. Например, по скважине № 5429Д ИДД =1,491, на скважине с горизонтальным окончанием №30501Г ИДД =1,448. При этом затраты на строительство скважины №5429Д и скважины №30501Г составила 34,4 млн. руб. против 72,8 млн. руб.

Для поиска пути оптимизации затрат совместно с геологической службой нами был рассмотрен куст бурения скважин Алькеевской площади инвестиционной программы на 2015 год.

Изначально на кусте №30475Г было запланировано бурение 4-х скважин – 2-х горизонтальных и 2-х наклонно-направленных. После пересмотра геологической модели, риска горизонтального бурения, а так же анализа по пробуренным скважинам в 2013-2014гг. на Алькеевской площади, геологической службой было принято решение пробурить 1 горизонтальную скважину 30475Г с куста наклонно-направленной. Соответственно, был проведен расчет экономической эффективности куста бурения скважин Алькеевской площади по результатам оптимизации.

Экономия за счет изменения профиля скважины №30475 Г с горизонтальной на наклонно-направленную скважину с куста бурения составит 44887,96 тыс. руб., при этом ЧДД увеличится на 44733 тыс. руб., дебит нефти с куста бурения остается неизменным.

В перспективе данный анализ необходимо проводить до формирования квартального реестра инвестиционной программы по бурению с целью своевременного сокращения капитальных затрат, за счет высвободивших инвестиций появляется возможность начать опережающее бурение других скважин.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ позволил определить наиболее окупаемые инвестиционные проекты по бурению в 2013-2014гг.

2. Экономическую целесообразность бурения горизонтальных скважин на девонские отложения некоторых участков Алькеевской площади.

3. За счет изменения профиля скважины №30475Г сократились сроки строительства куста бурения на 27 суток.

4. Без изменения инвестиционного дебита оптимизировали затраты на 44887,96т. руб.

Снижение затрат по умягченной воде за счет внедрения установки по подготовке воды для ППУ (на базе ООО «Джалильское УТТ»)

Г.И. Ибрагимова, Л.М. Асанова (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

Для любого промышленного предприятия, использующего в работе ППУ не последнее значение имеет качество воды. Жесткая вода не подходит для использования на ППУ и приносит особенно большой вред. При работе паровых котлов в жесткой воде, на внутренней поверхности стенок образуется слой накипи, уменьшающий их теплопроводность. Замедленная теплопередача приводит к перегреву и вследствие этого к ускорению коррозии, что может привести к взрыву котла. Поэтому использование воды для промышленных нужд возможно только после специальной обработки.

Умягчение - один из самых распространенных видов очистки воды от посторонних примесей. Оно широко применяется в промышленном производстве и служит для удаления из воды катионов жесткости .

Целью данного проекта является снижение затрат на умягченную воду за счет внедрения установки по подготовке воды.

Внедрение установки по подготовке воды предполагается на территории Джалильской промышленной базы. 12 паровых установок, находящиеся на этой базе обслуживаются ОАО «Азнакаевское предприятие тепловых сетей».

Тариф 1м³ подготовленной воды составляет 302руб.10коп.(без НДС). В 2014 году затраты на покупку умягченной воды составили 1958 тыс.руб. Для сокращения затрат на покупку подготовленной воды разработан данный проект.

Для подбора оптимально подходящего оборудования были проведены следующие мероприятия. В первую очередь проведен химический анализ воды. Исходя из представленных показателей лабораторного анализа, с целью достижения нормативного уровня, была подана заявка в проектную организацию ООО «ЭКО СЕРВИС» г. Казань. Компания ООО «ЭКО СЕРВИС» рекомендовала установить систему водоподготовки состоящую из одного фильтра обезжелезивания и двух фильтров умягчения первой и второй ступени.

В фильтре обезжелезивания удаление из воды соединений железа осуществляется путем фильтрования через слой каталитического материала «Сорбент АС». После удаления из воды соединений железа вода поступает в автоматическую установку умягчения периодического действия 1-ой ступени, где из воды удаляются катионы жесткости (т.е. кальция и магния) осуществляется в процессе ионного обмена, а именно, методом натрий-катионирования при пропускании исходной воды через слой

ионообменной смолы. В автоматической установке умягчения периодического действия 2-ой ступени все происходит аналогично как в установке умягчения 1-ой ступени.

Когда рабочая обменная способность натрий-катионита в процессе фильтрования через него жесткой воды истощается, натрий-катионит подвергается регенерации вытеснением из него ранее поглощенных ионов кальция и магния раствором поваренной соли (NaCl). Для приготовления регенерационного раствора используется бак-солеорастворитель. В емкости для реагента готовят раствор поваренной соли, применяющийся для восстановления наполнителя. Для регенерации смолы как правило требуется от 40 минут до часа. После того как вода прошла все ступени очистки она поступает в накопительные емкости. Данная установка полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Для запуска и периодической проверки исправной работы установки достаточно обучить работника РММ (из имеющегося персонала).

Для осуществления данного проекта необходимы инвестиции на закупку и транспортировку основного оборудования на сумму 600 тыс. руб. В первый год внедрения установки затраты составляют 292 тыс. руб. В эти затраты входят:

- Расходы на оплату труда и обучение оператора водоподготовки
- Расходы связанные с эксплуатацией оборудования (таблетированная соль, хим.реагенты, аренда оборудования)

Экономический эффект в первый год использования установки составит 1333 тыс. руб. Срок окупаемости составляет 2 года. Внедрение данной установки позволит существенно сократить затраты предприятия на подготовку воды.

Автоматизация и контроль закупок товарно-материальных ценностей в ООО «УК «Татбурнефть»

Л.Р. Кухаркина (ООО «УК «Татбурнефть»)

На сегодняшний день в группе компаний ПАО "Татнефть" и ООО «ТаграС-Холдинг» существует проблема дефицита денежных средств. Для компенсации дефицита денежных средств возможно воспользоваться отвлеченными в оборот средствами, в частности, путем регулирования закупки товарно-материальных ценностей.

Товарно-материальные ценности (ТМЦ) - это часть оборотных средств организации, которые производятся и приобретаются для продажи или использования в производственном процессе. По ООО УК «Татбурнефть» затраты на ТМЦ занимают значительную долю в себестоимости продукции (около 22 %).

Грамотное планирование закупок материалов на основании планов производства позволяет сократить сроки выполнения заказов, оптимизировать движение материалов и уменьшить складские остатки. Строгое соблюдения планов использования денежных средств на приобретение материалов не допустит отвлечение финансовых средств на невостребованные в определенном периоде материалы.

С целью повышения эффективности управления финансовыми средствами предприятия необходимо оперативно отслеживать приобретение материалов по каждому центру финансовой ответственности (ЦФО). По результатам 2014 года отдел материально-технического обеспечения принял 2044 заявки на приобретение ТМЦ.

При формировании заявок на приобретение ТМЦ на предприятии ООО «УК «Татбурнефть» существовали следующие проблемы: отсутствие контроля лимита на приобретение ТМЦ со стороны ЦФО, отсутствие авторства заявки, заявки на приобретение материалов принимались от любого сотрудника и в любом виде.

До автоматизации процесса подачи заявок ответственность за перерасход бюджета на приобретение материалов возлагалась на руководителя отдела материально-технического обеспечения, в связи с этим специалист отдела материально-технического обеспечения формировал сводную заявку по всем материалам, подразделениям, выявлял перерасход, доводил информацию о перерасходе заявителю материалов и корректировал заявки.

Для регулирования и четкого отслеживания приобретения материалов было предложено автоматизировать систему подачи заявок на приобретение товарно-материальных ценностей с установлением ограничения лимита на базе 1С-управление производственным предприятием. Для этого был разработан модуль «Внутренний заказ», который позволил оптимизировать систему подачи заявок. Алгоритм выглядит следующим образом: ответственный по ЦФО за подачу заявок на материалы формирует заявку в пределах лимита, далее заявка проходит этап согласования руководителем ЦФО, который определяет приоритетность приобретения материалов, после согласования отправляется специалисту ОМТО для формирования сводной заявки и отправки поставщику.

Внедрение данного модуля позволяет систематизировать все заявки по управляющей компании и управляемым обществам, что позволяет специалистам отдела снабжения оперативно реагировать на заявки, прослеживать этапы прохождения заявки, сохранять авторство заявки, позволяет перераспределить ответственность за контроль лимита со специалистов отдела снабжения на руководителей ЦФО, оперативно контролировать остатки на складах, что в свою очередь приведет к уменьшению невостребованных

материалов. Также в этом направлении работает комитет по нормативу нормируемых оборотных средств.

Внедрение автоматизации подачи заявок на приобретение материалов позволит получить экономический эффект от перераспределения зоны ответственности со специалистов ОМТО на руководителей ЦФО, что приведет к сокращению трудозатрат на подачу заявок специалистами ОМТО в размере 864 тыс.руб.. Но основной эффект достигается за счет экономии денежных средств в части уплаты % за использование банковского кредита при высвобождения из оборота денежных средств на невостребованные материалы.

Динамика приобретения и расхода материалов в сопоставимых условиях с 2012 по 2014 год показывает, что приобретение материалов превышало расход и выделенный бюджет, что привело к увеличению складских остатков. В 2014 году благодаря внедрению системы и работе комитета по нормативу нормируемых оборотных средств мы добились снижения складских остатков материалов на сумму 38 987 тыс.руб.. Выплаты процентов за привлечение заемных денежных средств на приобретение данных материалов составила бы 5 458 тыс.руб. Экономический эффект с учетом затрат на внедрение данной системы составил 6 149 тыс.руб.

В дальнейшем планируется работа по формированию сводных отчетов по фактическому приобретению материалов для оперативного мониторинга исполнения заявок и повышение контроля за списанием ТМЦ.

Разработка и применение технологических кейсов, как метод оценки компетенций кандидатов на замещение вакантных должностей сервисной управляющей компании

И.Г. Сафиуллина (ООО «УК «Татбурнефть»)

На сегодняшний день кадровые службы компаний снабжены большим количеством инструментов и методов, которые можно применить для оценки персонала и выявления потенциала сотрудников. Все большую популярность обретают социологические опросы, оценка методом «360 градусов», проведение фокус-групповых интервью, проведение тренингов, разработка и проведение технологических кейсов и т.д.

В нашей работе мы остановимся на методе «кейс-стади» – это техника обучения, использующая описание производственных и экономических ситуаций. В настоящее время, «метод кейсов» применяется во многих современных компаниях. В Группе компаний «Татнефть» метод кейсов был массово применен в 2011г. через Электронный корпоративный университет. Кейсы были включены в программу «Курса современного руководителя». Одним из кейсов, созданных в компании, можно считать электронный тренажер «Энергоэффективная нефтедобыча». Он был применен для студентов АГНИ, АПТ и ЛНТ.

Кроме этого, в апреле 2015г. ПАО "Татнефть" создало первый профессиональный кейс для оценки компетенций студентов и специалистов – «Добыча сверхвязкой нефти (все этапы от разведки до транспортировки готовой продукции)».

Несмотря на то, что производственные объекты ПАО "Татнефть" и наша Компания обеспечены регулярным притоком молодых кадров от АГНИ, АПТ и ЛНТ, мы должны рассматривать более широкую аудиторию выпускников учебных заведений, способных работать в условиях внедрения инновационных и прорывных технологий.

В связи с этим для выявления талантливых студентов и выпускников учебных заведений, мною было предложено, в экспериментальном режиме, разработать собственный кейс «Перспективы развития буровой компании, на территории месторождений, находящихся на поздней стадии разработки».

Кейс направлен на выявление у студентов таких способностей как:

- умение анализировать информацию,
- умение четко формулировать ответы на поставленные задачи, давать предложения,
- продемонстрировать базовые знания профессии,
- показать способность к стратегическому мышлению.

Задачами кейса являются:

1. Провести анализ текущего состояния бурения нефтяных и газовых скважин Компанией ООО «УК «Татбурнефть» за 2013г.
2. Провести анализ имеющегося бурового оборудования и предложить варианты обновления бурового комплекса Компании.
3. Определить перспективные направления развития ООО «УК «Татбурнефть» на ближайшие 3 года.

Так, при взаимодействии с руководством Лениногорского нефтяного техникума, кейс был направлен студентам 3 курса, обучающимся по направлению «Бурение нефтяных и газовых скважин».

В решении кейса приняли участие 6 студентов, которые работали в одной команде в течение двух учебных дней. Результаты работы студентов отражены в раздаточных материалах.

Оценка ответов студентов показала, что:

1. С первой задачей студенты справились не в полной мере. Этому свидетельствует отсутствие четкого ее решения. Так, вместо анализа текущего состояния бурения скважин, студентами был проведен анализ структуры Компании и ее технологий.
2. Со второй задачей студенты справились достаточно хорошо. Были даны обоснованные предложения по обновлению бурового комплекса Компании. Предложения вы можете увидеть в раздаточном материале.
3. С третьей поставленной задачей студенты также справились. Они описали свое видение развития Компании. Их мнение вы можете оценить на представленном слайде.

Эффективность применения метода кейсов в отношении студентов заключается в том, что это хороший инструмент, способствующий укреплению взаимоотношений между Компанией и учебными заведениями, получению обратной связи от студентов, распространению информации о Компании в широкие массы потенциальных работников.

Говоря о дальнейших перспективах применения метода кейсов, считаем необходимым использовать его в целях оценки компетенций молодых специалистов производственных и финансово-экономических служб Компании. Это позволит сократить период производственной и социальной адаптации молодых специалистов, развить в них способность работать в команде. Если же кейс применить, в виде деловой игры, то у нас появится возможность оценить не только групповые способности, но и реальные способности каждого участника.

Перевод буровых бригад на новую систему премирования по непроизводительному времени

И.А. Халиуллина (ООО «УК «Татбурнефть»)

Вряд ли кто-то может не согласиться с утверждением, что главное богатство компании – это её сотрудники. От того, насколько результативным окажется их труд, зависит успех любой организации. А наибольшая результативность достигается только в том случае, если работники заинтересованы в результатах своего труда. Поэтому система управления персоналом немыслима без такой важной составляющей, как материальное стимулирование труда. Каждое предприятие, серьезно относящееся к вопросам управления персоналом, старается разработать собственные методы и формы материального стимулирования труда.

На сегодняшний день расчет премии буровым бригадам довольно трудозатратный процесс. В течение месяца в программе «Модем» обрабатываются суточные рапорта, делаются скорректированные наряды, затем они согласовываются, определяется премия в срок или досрочно. Недостатки существующей системы премирования:

- трудоемкость нормирования (из-за отсутствия или неполной информации о применяемом оборудовании, материалах, единицах измерения, приходится нормировать эти работы вручную, что влечет за собой дополнительные затраты производительного времени);
- долгая процедура составления и согласования нарядов;
- необходимость постоянного обновления и внесения норм (процесс трудоемкий, в связи с постоянным обновлением, усовершенствованием парка оборудования, необходимо разрабатывать нормы на новые виды компоновок и работы);
- отсутствие прямой зависимости с ПСС;
- вновь принятые работники буровой бригады наработывают премию через 2-3 месяца работы (после сдачи скважин);
- даже небольшие аварии зачастую исключают премию за ускорение.

Основная цель – создание новой системы премирования, когда при хорошей, слаженной работе буровой бригады одновременно удовлетворяются потребности, как заказчика, так и самого работника. Для заказчика это качественно пробуренная скважина в срок, для работника – достойная заработная плата за свой качественно выполненный труд.

Согласно предлагаемой системе премирование буровых бригад будет происходить по трем показателям:

- За строительство скважин без непроизводительного времени (НПВ) (до 70%)

- За качественное проведение работ при строительстве скважины (до 20%)
- Премия за сокращение сроков строительства скважины (бонусы) (до 10%).

Вознаграждение за выполнение плана должно вызывать у сотрудника стимул его получить. Поэтому необходимо соотносить процент выполнения плана с процентом текущей премии. Как мы видим, процент премии за НПВ будет варьироваться в большую или меньшую сторону в зависимости от производительных и непроизводительных работ. Например, за 95% процентов выполнения работник получает 70% премии, за 90% - 60% , а за 70 – 35% .

Бонусы – премия за сокращение сроков строительства скважины (ускорение). Если сметная продолжительность бурения больше, чем фактическая, то рассчитываются бонусы – 1000 рублей каждому сотруднику за каждый день ускорения.

При новой схеме начисления в определении размера премии задействован не только отдел труда и заработной платы, но и экономические, плановые, технологические отделы. Согласно предоставленной информации (Баланс календарного времени бурения за месяц, Оценки за качество строительства скважин за месяц по буровым бригадам, Справка о фактической и сметной продолжительности бурения по сданным скважинам) определяется размер премии по НПВ, вводятся оценки за качество, и рассчитывается бонусная часть - премия за сокращение сроков строительства скважины.

Таким образом, перевод буровых бригад на новую систему премирования по непроизводительному времени за месяц позволит:

- повысить заинтересованность работников буровой бригады в работе без НПВ и сдаче скважины в соответствии с утвержденными заказчиком сроками;
- исключить затраты времени на корректировку нарядов и как следствие, снизить трудозатраты на закрытие заработной платы;
- упростить схему для восприятия – она будет понятной, простой, прозрачной.
- определить зону ответственности каждого отдела.

Тайм-менеджмент в группе сопровождения заказов службы материально-технического обеспечения (ГСЗ)

Т.Ф. Насыров (УРПС ПАО "Татнефть")

Инженеры ГСЗ отвечают за заключение, сопровождение договоров поставки ТМЦ для строительных проектов ПАО "Татнефть" (Комплекс НП и НХЗ в г.Нижнекамск, разработка залежей сверхвязких нефтей и др. проекты), в том числе в рамках комплексных договоров и договоров под «ключ», до полного исполнения сторонами

договоров своих обязательств.

Уровень поставленных задач, объем и сжатые сроки их выполнения, количество коммуникаций с внутренней и внешней средой ПАО "Татнефть" требуют от инженера ГСЗ умение эффективно организовывать свое время на любом уровне – личном, командном, корпоративном, а также согласовывать свои действия с действиями окружающих для выполнения поставленных задач.

Тайм-менеджмент (управление временем или организация времени) – управление человеком собственной деятельностью, организацией выполнения задач и распределением всех ресурсов.

В ходе проведенного наблюдения и обсуждения инженеры ГСЗ определили основные поглотители времени, ежедневно расходующих рабочее время:

- телефонные звонки, отрывающие от дела,
- незапланированные посетители,
- чрезмерное количество деловых писем,
- контроль за исполнением делегированных задач, поручений.

Начав работу по составлению плана, мы сразу сталкиваемся с тем, что большинство задач очень трудно привязать к какому-то конкретному времени.

Для решения данной проблемы в тайм-менеджменте используют жестко-гибкое планирование.

Следующим шагом при внедрении тайм-менеджмента в ГСЗ стало перенесение процесса обзора составляющих работы в MS Outlook.

С помощью определенных настроек можно восстановить полную картину своих дел и задач, реализовать многие красивые решения, касающиеся планирования, расстановки приоритетов и создания системы контроля за выполнением поручений, что невозможно сделать в бумажном ежедневнике.

Большинство инженеров при работе с Outlook используют только его базовые функции, а именно отправка-принятие сообщений, создание папок для сообщений без автоматической сортировки, создание напоминаний, добавление статуса «высокая важность» к задачи. Ни о каких преобразованиях базовой версии и речи не шло.

Итогом настройки Outlook стала наладка эффективной системы жестко-гибкого планирования. Возможности программы позволили автоматизировать и сделать более удобным процесс расстановки приоритетов. С помощью настройки пользовательских представлений мы можем отображать свои дела, встречи и задачи в наиболее полном для нас виде.

Проведенная работа является лишь начальным этапом при внедрении тайм-

менеджмента не только в ГСЗ, но и в УРПС в целом. Важной вехой при закреплении техник планирования и организации времени станет разработка корпоративных стандартов, формализованных в системе корпоративных регламентов либо существующих в виде неформальных командных договоренностей.

Оценка экономической эффективности внедрения тайм-менеджмента – одно из ключевых направлений корпоративного тайм-менеджмента.

В нашем случае, внедрение тайм-менеджмента влияет на уровень лояльности персонала, т.е. более организованная и предсказуемая деятельность инженеров, а также меньшее количество стрессов и переработок повышают их лояльность. Более того, благодаря эффективной организации и планированию своего рабочего процесса, налаживанию системы контроля за исполнением сторонами обязательств по договору, минимизируются риски неисполнения сторонами условий таких договоров. Например, неисполнение ПАО "Татнефть" в указанный в договоре срок своих обязательств по платежам за поставленный товар может привести к миллионным убыткам, из-за штрафных санкций.

Выразить в денежном выражении положительный эффект от внедрения тайм-менеджмента пока не представляется возможным, ввиду того, что процесс внедрения еще продолжается. Однако стоит учитывать, что такое внедрение не требует финансовых вложений.

Внедрение процессного управления для построения эффективной модели управления при формировании проектно-сметной документации при строительстве скважин

Т.С. Загородская (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Одной из приоритетных задач для ПАО "Татнефть" является эффективное строительство скважин. Основным этапом данного процесса является подготовка проектно-сметной документации, в ходе чего определяются основные параметры строительства скважины.

Формирование проектно-сметной документации является достаточно сложным и обширным процессом. Можем выделить основные проблемы, возникающие в нем:

- Риск несвоевременности выполнения проекта строительства скважин
- Отсутствие четкой структуры взаимодействия всех участников процесса формирования ПСД.

- У каждого предприятия свой регламент по формированию ПСД, что приводит ко многим затруднениям, выявлению недочетов, ошибок. Каждый процесс контролируется в отдельности, нету единого контроля всей информации.

В этой связи было принято решение о применении принципов процессного управления при формировании проектно-сметной документации. НГДУ «Ленингорскнефть» стало пилотным предприятием по реализации данного проекта.

Весь ход работы по внедрению процессного управления для формирования проектно-сметной документации на строительство скважин можно разделить на 4 основных этапа:

- Определение основных участников выделенных процессов.
- Определение основных процессов формирования сметной стоимости скважин.
- Определение конечного документа каждого процесса .
- Определение КПЭ каждого процесса.

С целью оценки эффективности внедрения процессного управления был разработан и проанализирован график разработки проектно-сметной документации. Обобщенные данные показаны в Таблице 1.

Таблица 1.

Анализ сокращения времени для разработки проектно-сметной документации по бурению, СМД, БС и БГС НГДУ «Ленингорскнефть»

№ п/п	Наименование мероприятия	Отставание (+), опережение (-) от плана, сут.				Среднее значение на 1 скважину, сут.			
		До внедрения ПУ		После внедрения ПУ		До внедрения ПУ		После внедрения ПУ	
		3 кв. 2014	4 кв. 2014	1 кв. 2015	2 кв. 2015	3 кв. 2014	4 кв. 2014	1 кв. 2015	2 кв. 2015
1	Формирование технического задания (ТЗ)	137	-23	-3	-64	9,1	-2,6	-0,2	-4
2	Формирование обоснования привязки скважины (ОПС)	287	-1	0	-48	19,1	-0,1	0	-3
3	Формирование наряда на бурение	320	41	-25	-46	21,3	4,6	-1,9	-2,9
4	Формирование наряда на освоение	270	-17	-83	-162	18	-1,9	-6,4	-10,1
5	Формирование плановой сметы	185	63	-26	-87	12,3	7	-2	-5,4
Среднее значение		239,8	12,6	-27,4	-81,4	15,96	1,4	-2,1	-5,08

В Таблице 1 видно, что благодаря внедрению и использованию процессного управления сократилось отставание по завершению хода подпроцессов. Работа по выбранным процессам в основном сейчас идет с опережением поставленных сроков.

Также были оценены все подпроцессы исполнителями, которых являются работники НГДУ. Так мы получили, что в ходе работы по формированию проектно-сметной документации у ведущего инженера ОТС и ОБС произошла оптимизация затрачиваемого времени по некоторым позициям, а именно оптимизировано 6 рабочих часов на разработку проектно-сметной документации для 1 скважины. Оценочный экономический эффект от высвобождения часов составит более 95 тысяч рублей.

Был произведен анализ нормативной продолжительности строительства скважин. Было выявлено снижение в среднем на 15,4% или на 6 сут.

Мы получили экономическую эффективность в размере 355 тыс.руб. на 1 скважину. На 2016 год запланировано 11 скважин пробурить наклонно-направленным бурением, экономия составит 3 млн. 900 тыс.руб.

Я предлагаю 4 варианта по развитию данного направления:

1. Обязать НГДУ ежеквартально подавать предложения по улучшению качества формирования проектно-сметной документации.
2. В существующий мониторинг внести сроки для согласования каждого подпроцесса формирования проектно-сметной документации.
3. До начала бурения утвердить подтверждение правильности формирования проектно-сметной документации в Управлении по строительству скважин ПАО «Татнефть».
4. Автоматизировать этап формирования технического задания для однотипных скважин на кустовой площадке в части выбора бурового станка и бурового оборудования.

Процессное управление в кадровом делопроизводстве. Оптимизация сроков трудоустройства работников с использованием операционной карты

Е.Ю. Кузнецова, К.В. Яковлева (НГДУ «Ямашнефть»)

Кадровая служба, являясь одной из важнейших структур управления, обеспечивает укомплектование предприятия персоналом, реализует меры, направленные на соблюдение трудовой дисциплины, сокращение текучести кадров.

Процессный подход - наиболее действенный метод организации эффективной работы, суть которого состоит в представлении деятельности организации как набора взаимосвязанных бизнес-процессов.

Данный подход был взят за основу для реализации процесса по приему работников. Для визуализации нами разработана операционная карта, которая позволяет систематизировать, оптимизировать и отслеживать все процессы трудоустройства.

Главной целью работы является обеспечение контроля за прохождением этапов и продолжительностью трудоустройства кандидатов, с сокращением временных затрат.

Разработанная нами операционная карта позволяет сегодня:

- сократить продолжительность трудоустройства;
- осуществлять контроль за движением кандидата;
- выявить наибольшие временные потери при приеме работника;
- задействовать в данный процесс всех работников отдела.

Операционная карта не требует больших временных и экономических затрат.

Проведем сравнительный анализ данных по операционной карте. В течении 3-х месяцев в НГДУ был принят 21 работник. Максимальное количество времени, затраченное на прием одного работника составило 18 дней.

Таблица 1

Сравнительный анализ данных по операционной карте

	1 этап				2 этап			3 этап			
	Рассмотрение резюме и проверка в HR Lite	Согласование заявления	Передача заяв-я на подпись нач. управл-я, подписание заявления	Всего	Сооб-ие работнику о подписании док-в, выдача обход. листа и напр. на мед. осмотр	Сдача документов в отдел кадров	Всего	Передача труд. договора и приказа на подпись начальнику управления	Подписание док-в, сообщение работнику о подписании докум., ознак-ние с док., выдача напр-я на раб.	Всего	Всего дней, затраченных на прием
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мах раб. дн.	1	3	2	6	2	6	8	1	3	4	18

Min раб. дн.	1	1	1	3	1	2	3	1	1	2	8
Всего раб. дн.	21	65	24	110	34	106	140	21	41	62	312
Ср.зн. раб. дн.	1	3	1	5	2	5	6	1	2	3	14

В ходе работы были выделены основные этапы процесса трудоустройства работников: I этап- рассмотрение кандидатуры; II этап- сбор и подготовка документации;

III этап- формирование пакета документов, необходимого для оформления работника, заключение трудового договора.

На основании проведенного анализа мы сделали вывод, что наибольшее количество времени затрачивается на прохождение кандидатом 2 этапа, а именно, прохождение медицинского осмотра и обходного листа. Максимальное количество дней составило 14, минимальное 3. Среднее - 6 рабочих дней.

Операционная карта позволила нам рассчитать среднюю продолжительность времени прохождения всех этапов по трудоустройству работника. Вследствие чего, мы смогли установить конкретные сроки прохождения определенного этапа и вести контроль за ними. В свою очередь это позволило нам сократить сроки прохождения всего процесса трудоустройства.

Перейдем к экономическому обоснованию этой работы. При средней производительности труда 24481 тыс.руб. на человека в год и 243 рабочими днями, производительность труда на одного человека составляет 100,7 тыс.руб. в день. До внедрения операционной карты количество дней, затрачиваемых на прохождение всех этапов составляло 18 дней. После внедрения, данная процедура стала занимать в среднем 14 дней. Производительность труда при этом увеличится на 402,8 тыс. руб.

В среднем в производственную группу принимается 82 человека в год. При сокращении времени на трудоустройство минимум на 4 дня производительность труда увеличится на 33029 тыс.руб. на человека.

Особое значение операционная карта приобрела в связи с началом разработки залежей сверхвязкой нефти.

**Комплекс мероприятий по совершенствованию учебных процессов НОУ ЦПК
«Татнефть» в рамках выполнения программы по повышению производительности
труда в ПАО "Татнефть"**

Э.Л. Фазуллина (НГДУ «Альметьевнефть»)

Профессиональное обучение – это вид образования, который направлен на приобретение обучающимися знаний, навыков и формирование компетенции, необходимых для выполнения определенных трудовых, служебных функций.

В НГДУ обучение делится на два типа:

Обязательное обучение – это обучение работников, проводимое в соответствии с требованиями контролирующих органов по периодичности обучения.

Развивающее обучение – это обучение работников, проводимое для повышения теоретических и практических навыков специалистов связанных с повышением

требований к уровню профессиональных знаний и необходимостью освоения современных методов решения производственных задач.

Обязательное обучение специалистов и рабочих предприятия проводится в НОУ «ЦПК-Татнефть». Обучение в НОУ «ЦПК-Татнефть» ведется по дневной и вечерней форме обучения, с отрывом и частичным отрывом от производства.

Негосударственное образовательное учреждение «Центр подготовки кадров – Татнефть» является основным образовательным учреждением в сфере профессиональной подготовки, переподготовки, аттестации и переаттестации рабочих и специалистов.

Обучение по основным рабочим профессиям состоит из двух частей: теоретическая и практическая части. Большую часть времени занимает теоретическая часть. При теоретическом обучении предусмотрено изучение следующих предметов: общеобразовательных и специальной технологии. А основой профессиональной подготовки является производственное обучение, проводимое под руководством мастера производственного обучения. Мастер производственного обучения должен обучать рабочих эффективной организации труда, рассматривать с ними пути повышения производительности труда и меры по экономному расходованию материалов и энергии.

При прохождении практики большая часть информации, изученной во время первого этапа, забывается. Это связано с тем, что при изучении теории у обучаемого персонала отсутствует ассоциативное восприятие полученной информации.

На сегодняшний день с целью более полного освоения учебного материала обучающимися, совместно с НОУ «ЦПК-Татнефть» разрабатывается модульная программа обучения с применением пошаговых инструкций, основой которых являются стандартные операционные карты.

Стандартная операционная карта представляет собой инструкцию, в которой расписаны все действия по той или иной операции, проводимой работниками основных профессий (замена СУСГ на скважинах, оборудованных ШГН; ревизия обратного клапана и т.д.). В СОК указано сколько занимает по времени каждая операция, а также есть графические инструкции, по которым можно увидеть, как необходимо осуществлять действия по операциям.

Функции СОК:

1. визуализация операций;
2. обучение операции;
3. предотвращение ошибок;
4. указание ориентировочных норм времени на суб-операции.

Программа обучения состоит из теории, которую необходимо знать обучающемуся, а также из рабочей пошаговой последовательности, в которой указаны правильные действия, чтобы они могли воспользоваться ей без дополнительного объяснения наставника.

Положительный результат данной программы состоит из:

- сокращение времени на разъяснение наставником основных операций;
- преподаваемый материал легко усваивается.

Опыт организации подбора персонала с использованием программы Experium

А.А. Патрикеев (НИС ПАО "Татнефть")

Ни одна из крупных компаний не добилась бы своего успеха без квалифицированного персонала. В условиях современной экономики любой организации очень важно становится «заполучить» опытного грамотного специалиста определенного профиля. Сегодня используется масса методик по отбору работников на вакантное место.

Подбор персонала – специально разработанная система действий по привлечению кандидатов на вакантное место, обладающих необходимыми качествами для достижения определенных целей, четко обозначенных руководством. Проще говоря, подбором персонала является поиск, дальнейшая оценка профессиональных качеств и наём людей.

Подбор персонала – это своеобразное искусство, где используются те или иные эффективные технологии и техники подбора персонала для достижения нужного результата. Поиск и отбор профессионалов не является четкой, досконально отработанной механической операцией, а представляет собой в каждом отдельном случае абсолютно уникальный проект. Здесь важно учитывать не только возраст, опыт и навыки соискателя, но и прочувствовать атмосферу, складывающуюся в коллективе, знать нюансы работы каждого из существующих на предприятии отделов. Все это нужно для того, чтобы найти достойного кандидата на открывшуюся вакансию.

В этой работе хотелось бы раскрыть другую важную составляющую процесса подбора персонала – инструментарий.

Порой может оказаться, что резюме идеального кандидата уже нам попадалось, но за давностью времени мы уже не помним куда его сохранили, как звали человека и т.д. Зачастую поиск может затянуться на длительное время или вовсе стать безуспешным. И как результат кандидат утерян, вакансия не закрыта.

Также существует другая, не менее важная проблема: обработка входящих резюме. Чтение, каталогизация занимает существенное количество времени, которое может быть потрачено на более важные задачи.

Немного статистики.

С июля 2013 года по июнь 2015 года в базу данных занесено 15 000 резюме.

В день поступает от 50 до 100 резюме.

При реализации проекта по поиску и набору персонала возникает масса других проблем и вопросов: какие каналы поиска задействовать; обращаться ли в компании, подбирающие кадры; какую рекламную стратегию выбрать; сколько менеджеров по персоналу подключить; сколько времени этому уделить; как правильно рассчитать ресурсы.

А еще: какую базу для учета кандидатов и резюме использовать; где хранить и как обрабатывать огромный объем информации; как не потерять ни одно резюме и не упустить ни одного соискателя; как оценить эффективность подбора персонала. Наконец, как подобрать нужного специалиста – того, кто будет максимально эффективен в работе, какие методики и технологии использовать, из каких критериев исходить.

Эффективно решить все упомянутые проблемы и задачи можно лишь с помощью автоматизации процессов поиска, привлечения, подбора кадров.

Внедрение автоматизированного решения позволит усовершенствовать (сделать проще, легче, быстрее и удобнее) работу с подбором кандидатов, с ведением базы вакансий, соискателей и резюме, поможет повысить управляемость и результативность всей работы с персоналом.

Для решения описанных выше проблем было решено внедрить программу Experium. Experium — это профессиональный программный продукт для специалистов по подбору персонала.

Experium функционирует всего 1 месяц. За это время удалось:

1. Сократить время на обработку 1 резюме с 5 минут до 3. В месяц экономия составила 0,66 человеко-часов (676 рублей/месяц).
2. Сократить время на выборку резюме с 6 часа до 15 минут. В месяц экономия составила 45 человеко-часов (46 125 рублей/месяц).

При всех очевидных плюсах данного решения стоит отметить, что стоимость Experium составляет 40 000 рублей в год, что окупается за первый месяц использования программы.

На данный момент описываемый программный продукт проходит опытно-промышленную эксплуатацию, но полученные результаты уже говорят о том, что данное решение существенно облегчает процесс поиска и подбора персонала.

Опыт внедрения процессного управления в НГДУ «Прикамнефть»

Э.И. Абдуллина, Ю.А. Данилова (НГДУ «Прикамнефть»)

Процессный подход – один из методов организации эффективной работы предприятия. Суть процессного подхода заключается в представлении деятельности организации как совокупности взаимосвязанных бизнес-процессов, конечной целью выполнения которых является создание продуктов или услуг, представляющих ценность для внешнего или внутреннего потребителя.

С конца 2013 года в НГДУ «Прикамнефть» ведется работа по внедрению проекта «Процессное управление». Определены цели и задачи развития проекта.

С целью начала работ по проекту в несколько этапов было проведено обучение сотрудников.

Основой для работы по построению системы процессов НГДУ является стандарт корпоративного управления (СКУ_2-04-115-09-2014), согласно которому была разработана система процессов НГДУ.

Развитие проекта происходит послойно. Первый слой представляет собой построение системы процессов с покрытием всей сферы деятельности, с описанием и увязкой всей цепочки процессов, когда потянув за звено цепи можно вытянуть все смежные процессы.

Таким образом, определены следующие бизнес-процессы: производственная деятельность, управление деятельностью НГДУ, управление финансовой деятельностью, управление имуществом, материально техническое обеспечение, инженерно-техническое обеспечение, управление энергоснабжением, управление персоналом.

Все процессы имеют следующую структуру – «владелец процесса, потребитель процесса, вход процесса, выход процесса, Ключевые показатели эффективности, ресурсы». Процессы в системе разбиты на логические блоки подпроцессов – планирование, исполнение, контроль и корректировка. В каждом подпроцессе выделен блок управления качеством.

В основном процессе «Производственная деятельность», описана реально существующая система создания ценности от извлечения скважиной продукции до ее сдачи.

Для повышения эффективности работы по моделированию процессов разработаны 2 электронные формы. Первая форма позволяет получить полный список процессов отдела и отображает структурированную информацию о владельце процесса, инициирующем событии, входах и выходах процесса, потребителях, исполнителях, информационных и материальных потоках.

Вторая форма-матрица позволяет детально описать процесс по зонам ответственности. По горизонтали располагаются исполнители, и уточняющая информация, по вертикали этапы выполнения процесса.

С целью достижения поставленных целей и их показателей разработаны организационно-экономические мероприятия, очерчены контуры ответственности персонала. Комплекс мероприятий включает внедрение новых процедур управления, оптимизацию существующих, усиление в процессе управления роли мониторинга, анализа и постоянного улучшения результатов бизнес-процессов.

За основу для построения системы целей основных процессов взяты показатели приказа №1, произведена декомпозиция целей. Целям и задачам в декомпозиции присвоены ключевые показатели эффективности – КПЭ. Во многих процессах на уровне исполнителей КПЭ является время выполнения работ, это можно использовать при анализе загрузки и использовании рабочего времени.

Таким образом, внедрение системы процессного управления поможет по новому взглянуть на управление деятельностью предприятия:

- цепь взаимосвязанных процессов с установленными КПЭ позволит сделать деятельность более прозрачной;
- узкие места с недостижимыми КПЭ можно «расширять» с помощью открытия проектов. Так формируется системный переход к проектному управлению;
- прозрачность процессов позволит перейти на более высокий и систематический уровень управления рисками, своевременно применять корректирующие и предупреждающие действия для улучшения и совершенствования процессов;
- четко регламентированная работа позволит улучшить систему менеджмента качества;
- установление КПЭ позволит повысить мотивацию исполнителей в случае привязки к ним премиального фонда оплаты труда.

Методы мотивации персонала 21 века и возможности их применения на предприятиях группы компаний «Татнефть»

А.М. Степанова, С.В. Симонов (НГДУ «Елховнефть»)

Отличительной чертой сегодняшнего дня является постоянное изменение условий деятельности, обусловленное многими факторами – от внесения корректировок в законодательные акты до изменения конъюнктуры, спровоцированной кризисом. В таких условиях деятельности особое значение имеет правильно выстроенная и организованная система мотивации персонала.

За динамичный XX век подходы к мотивации неоднократно менялись, но их объединяет одно – в XXI веке работник из «функции» становится двигателем организации.

Одной из современных систем мотивации является система «управления по целям» П.Друкера. Сутью данного метода является предвидение результатов деятельности фирмы и его описание посредством значений ключевых показателей эффективности и последующее планирование путем достижения этих значений. Практика показывает, что выбор ключевых показателей эффективности является достаточно непростым процессом. Самые большие сложности возникают в процессе определения нефинансовых показателей, в том числе касающихся управления человеческими ресурсами, в отличие от показателей финансовых, которые традиционно отслеживаются в любой хозяйственной деятельности.

Наиболее перспективной сегодня признается система сбалансированных показателей. ССП охватывает все основные направления деятельности компании. В классическом варианте их четыре: финансы, работа с клиентами, внутренние бизнес-процессы и управление персоналом. На основании дерева целей выстраивается система ключевых показателей для цехов/бригад и отдельных работников. Такая структура позволяет увязывать цели работника (высокая оплата труда) и цели предприятия (высокая прибыль).

В НГДУ разработана система сбалансированных показателей. Главной задачей НГДУ является выполнение задания по добыче нефти с наименьшими затратами, что выражается в приросте добычи, сокращении потерь при добыче и снижении себестоимости нефти.

В соответствии с целями, обозначенными в системе сбалансированных показателей разработана карта развития предприятия и определены ключевые показатели эффективности, на основе которых возможно выстроить систему мотивации персонала.

С точки зрения управления человеческим капиталом «Управление по целям» и «Система сбалансированных показателей» являются управленческими системами, в полной мере включающими в себя принципы управления и мотивации персонала, адекватные современной высокотурбулентной среде. Их главной целью является улучшение отношения человека к труду, а также стимулирование предпринимательского и творческого потенциалов сотрудников.

Анализ существующих резервов повышения производительности труда

Н.И. Шмидт, А.Р. Феокистов (НГДУ «Ямашнефть»)

Актуальность работы – интересна в первую очередь тем, что она рассматривает жизненно важную на современном этапе проблему – необходимость изыскания резервов повышения производительности труда, снижения затрат на производство. От того как будет решена эта проблема будет зависеть и общее финансовое состояние предприятия, а, следовательно, перспективы его развития.

В НГДУ «Ямашнефть» сформирована и утверждена собственная Программа повышения производительности труда, которая предполагает в 2017 г. увеличение производительности труда на 9% к уровню 2011 г. (табл.1). Для достижения необходимого уровня необходимо увеличить объем товарной продукции и услуг на 400 млн.руб. в сопоставимых ценах на нефть 2011 г. и оптимизировать численности персонала на 47 ед.

Самый простой способ повышения производительности труда – это оптимизация численности персонала, в связи с чем, нами рассматривались варианты вывода цеха подземного ремонта скважин, вывод из структуры ЦДНГ-1 Установки по переработке нефтесодержащего сырья, проектно-сметного отдела, бухгалтерской службы и др. на аутсорсинг. Но все вышеперечисленные расчеты показали, что повышение производительности труда за счет вывода отдельных участков, объектов не всегда эффективен, и поэтому группе специалистов была поставлена задача искать другие решения, прежде всего направленные на интенсификацию производства, увеличение объемов добычи нефти и газа, расширение и роста спектра услуг на сторону при сохранении численности персонала и др.

Анализ показывает, что для выполнения программы повышения производительности труда на 9% необходимы кардинальные меры, позволяющие увеличить объем товарной продукции на 645 млн. руб. (при постоянной численности 762

чел. – план 2015) к 2017 г, т.е. увеличение добычи нефти на 64,2 тыс. тонн или же на 176 тонн/сут.

Необходимо отметить, что ежегодно текущие извлекаемые запасы уменьшаются, и без вливания существенных инвестиций естественное падение уровня добычи нефти будет сохраняться. По этой причине был рассмотрен вариант уплотнений сетки нефтяных скважин для вовлечения в разработку перспективных объемов добычи нефти и газа, а именно отложения среднего карбона Тюгеевского, Березовского и Ямашинского месторождений. Всего запланировано пробурить 207 скважин к 2019 г. На первом этапе планируется пробурить 55 скважин к концу 2015 г.

За счет увеличения добычи нефти на 45,17 тыс. тонн в 2016 г. и на 42,91 тыс. тонн. в 2017 г., а также численности персонала обслуживающего данные скважины на 4 человека, темп роста производительность труда в 2017 увеличится на 11,2 % к уровню 2011 г., что на 2,2 % выше планируемого темпа согласно принятой программы (9%).

Одним из серьезных решений повышения производительности труда в ПАО "Татнефть"- стало разработка сверхвязкой нефти (СВН-2400).

Согласно нашим расчётам уже к концу 2016 года при проекте СВН-2400 численность персонала вырастет на 193 чел., объём добычи нефти на 556 тыс.тн., это позволит выполнить программу повышения производительности труда, а к концу 2017 года повысить производительность труда не на 9%, как было запланировано ранее, а на 57,9%. За счет увеличения добычи нефти до 500 тыс. т.

Перечисленные выше анализы и исследования подтолкнули нас на следующие действия по повышению эффективности производства в НГДУ «Ямашнефть» за счет оптимизации эксплуатационных расходов. Проведенный анализ ряда услуг, оказываемых сервисными организациями, предполагает возможность осуществления их собственными силами управления.

В результате данной работы подготовлены проекты, которые предполагают создание в НГДУ «Ямашнефть»:

1. Бригады электромонтеров по обслуживанию низковольтных сетей, это позволит сократить затраты на сервисное обслуживание – сети 0,4 кВ на 3,151 млн.руб., при этом необходимо увеличить численность на 4 чел. что снизит темп производительность труда от запланированного на 0,6%.
2. Бригады для осуществления гидродинамических исследований (ГДИ). Ожидаемая оптимизация эксплуатационных расходов НГДУ «Ямашнефть», с учетом формирования новых бригад и партий в количестве 20 чел., в первый год реализации проекта составит 2,5 млн. руб., а в последующие годы, после списания

стоимости приборов по 9,8 млн. руб. в год. В общем, по НГДУ производительность труда снизится и составит 22,5 млн.руб./чел.

За счет предлагаемых мероприятий по наращиванию объемов добычи нефти и росту услуг на сторону, мы можем позволить себе увеличить численность персонала при этом, выполнив программу повышения производительности труда, а самое главное увеличить прибыль Компании в целом.

В целом программа повышения производительности труда будет выполнена.

Создание производственных учебных центров как метод развития персонала на примере технологических служб НГДУ

Д.В. Пищев (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Все больше фактов и исследований говорят о том, что на первое место по влиянию на долгосрочный успех компании выходят человеческие ресурсы, судьбу компании определяет обученный и мотивированный персонал.

Примером является методика, разработанная в США во время Второй мировой войны, – обучение на производстве (TWI), когда новые работники обучались собственными специалистами, что позволило обеспечить выполнение военных заказов. Также TWI использовалась в послевоенной Японии, что позволило в кратчайшие сроки восстановить страну и обеспечить японское экономическое чудо.

По результатам оценки производственной деятельности в области техники и технологии добычи нефти долгое время НГДУ находилось стабильно ниже среднего по объединению. При анализе Инженерного центра основной причиной явилось отсутствие целенаправленной работы с кадровым резервом.

Специалисты технологических служб цехов добычи являются важнейшим звеном эффективного функционирования цеха и НГДУ в целом.

Поэтому, когда я был назначен на занимаемую должность, передо мной была поставлена задача – организовать работу по подготовке кадрового резерва, чтобы решить проблему с дефицитом квалифицированных специалистов.

Сначала мною была разработана программа подготовки специалистов из числа принятых молодых работников. Программа подготовки включает в себя несколько этапов: первичное тестирование, теоретическое и практическое обучение, контрольные задания, итоговое тестирование. Занятия кроме меня проводят ведущие специалисты основных производственных служб.

Далее была разработана программа стажировки молодых специалистов, которая проходит в два этапа.

1-й этап – стажировка в технологической группе промысла. Срок стажировки 2 месяца, руководитель – заместитель начальника цеха по технологии. Молодые специалисты получают навыки работы в программных комплексах, диагностировании, исследовании, реанимировании, освоении скважин. Изучается техническая литература и регламентирующие документы.

2-й этап – стажировка в группе ТТДН под моим непосредственным руководством. Срок стажировки 1 месяц. Первоначально проводится тестирование для определения уровня знаний, собеседование.

В процессе стажировки происходит знакомство с новой техникой и технологией, применяемой в НГДУ, непосредственное участие в испытаниях. Наглядное изучение различных процессов позволяет значительно повысить уровень практических знаний, заинтересовать его в развитии.

Большое внимание уделяется навыкам аналитической работы. Каждый молодой специалист выполняет индивидуальную работу (проект), в которой рассматривает определенную проблему, предлагает свои решения.

В конце заполняется стажировочный лист, выставляются оценки и общая характеристика молодого специалиста, определяется наиболее оптимальное направление индивидуального развития.

Таким образом, мною создана база обо всех наиболее перспективных молодых специалистах, что позволяет в любой момент времени предоставить несколько наиболее подходящих кандидатур на любую должность.

За 4 года прошли обучение 95 молодых специалистов, стажировку в группе ТТДН – 57, а получили повышение – 50.

Работа по подготовке специалистов позволила получить значительное улучшение практически по всем ключевым показателям. В рейтинге Инженерного центра в области техники и технологии добычи нефти, НГДУ «Лениногорскнефть» удалось выйти из «отстающих» и занять лидирующие позиции. По сравнению с 2010 годом количество ПРС сократилось на четверть, эксплуатационных отказов на 70%, преждевременных ремонтов почти в 2 раза, МРП работы скважин увеличен на 43%.

Кроме производственных показателей необходимо отметить активное участие в рационализаторской и изобретательской деятельности: ежегодно нами подается и внедряется более 100 рационализаторских предложений, за 4 года получено 19 патентов

на изобретения и полезные модели, т.е. наблюдается непосредственный рост интеллектуального капитала.

Таким образом, целенаправленная и систематизированная работа по подготовке кадрового резерва позволила полностью ликвидировать дефицит кадров, повысить профессиональный уровень, получить значительное улучшение практически по всем ключевым показателям, разгрузить технологов за счет передачи части функций обученным операторам.

Внедрение профессиональных стандартов в ПАО "Татнефть"
(на примере Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть" и роль
кадровой службы)

С.Л. Ушаков, Ю.В. Шурыгина (Бугульминский механический завод ПАО "Татнефть")

К приоритетным задачам отечественной экономической и социальной политики на современном этапе относится кадровое обеспечение рынка труда в соответствии с реформами. Изменяющийся российский рынок труда требует постоянного развития профессиональных навыков и компетенций работника [8, с.75].

В связи с этим в настоящее время в России приступили к масштабному обновлению национальной системы квалификации работников. Происходит формирование системы профессиональных стандартов, она затрагивает практически все отрасли экономики и социальной сферы. Профстандарты становятся ключевым механизмом саморегулирования рынка труда.

Профессиональный стандарт представляет собой характеристику квалификации, которая необходима работнику для выполнения определенного вида профессиональной деятельности (ч. 2 ст. 195.1 ТК РФ).

В связи с этим работодателям, кадровым службам уже сейчас необходимо провести всю подготовительную работу, и выстраивать работу с персоналом с учетом перспектив изменения законодательства, проанализировать все принимаемые профессиональные стандарты с точки зрения применения в организации, корректируя внутренние управленческие документы, программы обучения, процедуру аттестации, должностные инструкции, порядок формирования кадрового резерва и работы с ним.

До 1 июля 2016 года перед работодателями стоит задача организовать свою работу согласно профессиональным стандартам. Главным образом эти изменения окажут влияние на работу кадровых служб: вырастет объем работы, будет необходима специальная подготовка специалистов службы.

Первостепенная задача кадровой службы при внедрении профстандартов - это разработать «План работы кадровой службы для подготовки к переходу на профессиональные стандарты».

Поставленные задачи выполнены:

- зарубежный опыт работы в использовании профстандартов изучен;
- проанализированы теоретические основы разработки профессиональных стандартов;
- проведен сравнительный анализ квалификационного уровня отдельных сотрудников Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть" на соответствие требованиям профстандартов;
- проанализированы кадровые процедуры и ЛНА организации, которые потребуют изменений;
- разработаны алгоритм и рекомендации по формированию эффективной работы кадровых служб при переходе на профессиональные стандарты.

Потребуются изменения в следующих направлениях работы кадровых служб:

1. Нами был осуществлен пересмотр (аудит) должностных инструкций работников. Кадровые службы должны начать работу по разработке новых должностных инструкций специалистов (например, специалистов по охране труда) чей профстандарт уже принят. Разработать новые карты компетенций (а чаще всего их и не было в большинстве служб), и такой документ для приема на работу, как Профиль на должность.

2. Ужесточится процедура отбора и подбора персонала. Возникает вопрос: «Необходимо ли полное соответствие кандидата на ту или иную должность требованиям, перечисленным в трудовых функциях профессионального стандарта?». В каждом профессиональном стандарте этот вопрос решается индивидуально. В некоторых стандартах существуют альтернативные требования, в других они жесткие и однозначные.

3. Несоответствие требованиям профстандарта станет причиной мотивированного отказа в работе, а это повлечет за собой увеличение отказов в приеме, до того пока:

А) Кандидат не пройдет где-то должное обучение за свой счет;

Б) Работодатель не направит на обучение за свой счет, или в свой учебный центр.

4. Нами разработаны технологии, процедуры, критерии оценки сотрудников на соответствие требованиям принятых профстандартов и довести их до сведения сотрудников под подпись.

Внедрение профессиональных стандартов в ПАО "Татнефть" облегчит некоторые кадровые технологии, даст возможность избежать судебных разбирательств, но для этого

необходимо грамотно провести подготовительные мероприятия по переходу на профстандарты.

Основой для этого является составление плана работы кадровой службы ПАО "Татнефть" для подготовки к переходу на профессиональные стандарты.

Нормирование операций - как инструмент снижения продолжительности ремонта скважин СВН

Р.Х.Ахметзянова (НГДУ «Нурлатнефть»)

Разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти по уникальной в России технологии парогравитационного дренирования запущена с 2006 года.

На сегодняшний день для ЦДСВН пробурено 146 скважин. 45 из них добывающих. За 9 лет эксплуатации добыто 562 572 тонны СВН.

Межремонтный период на конец первого квартала 2015 года составил 322 дня.

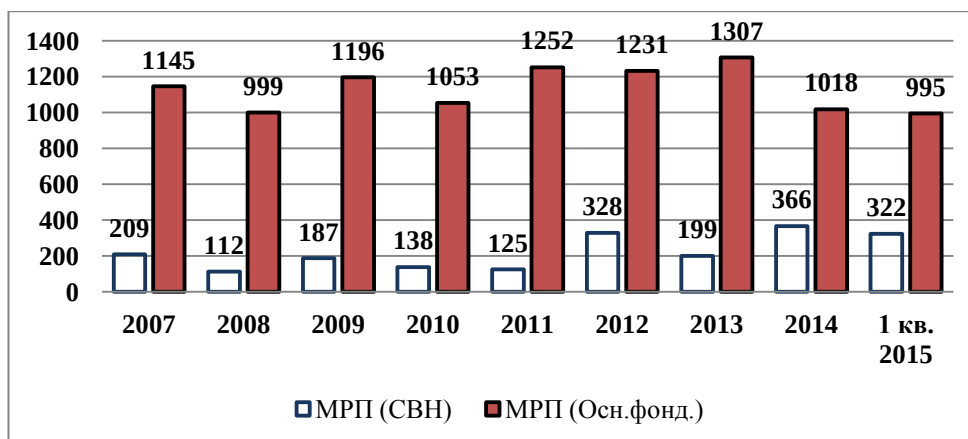


Рисунок 1 – Межремонтный период, сут.

Сегодня мы видим, что на фоне МРП скважин основного фонда МРП скважин СВН существенно ниже. Перед НГДУ поставлена задача увеличить МРП скважин Ашальчинского месторождения и соответственно сократить потери.

До 2015 года ремонт скважин СВН осуществлялся силами УК ООО «Татнефть Рем-Сервис». Однако такой ремонт имел определенные недостатки.

В 2014 году по предложению генерального директора ПАО "Татнефть" было принято решение осуществлять ремонт скважин СВН собственными силами НГДУ/ Данное решение преследовало такую цель, как импортозамещение.

Так, в 2014 году у Елабужского ОАО «ПО ЕлАЗ» были заказаны подъемники АПРС-40Н.

Данный подъемник обладает определенными конструктивными особенностями: маневренность, компактность, высокая скорость, работы, простота в эксплуатации.

Также следует отметить, что в разработке данного подъемника, принимали участие работники НГДУ.

В ПАО "Татнефть" была защищена численность 4 дополнительных бригад по ремонту скважин СВН. На текущий момент запущены 3 бригады и 3 подъемника.

За 1 квартал 2015 года бригадами по ремонту скважин СВН были достигнуты следующие результаты:

Средняя продолжительность ремонта скважин СВН составила 36,1 часа, что на 5,7% ниже показателя сервисной компании.

За май месяц средняя продолжительность ремонтов снизилась на 1,88%. И эта величина продолжает снижаться.

Несмотря на определенный прогресс в данной области, отдельные операции выполняются довольно долго, а также отсутствуют нормативы по видам ремонтов на СВН. НГДУ «Нурлатнефть» планирует разработать нормативы к концу 3 квартала 2015 года.

Для снижения продолжительности ремонтов и дополнительной мотивации работников при осуществлении ремонта нами были разработаны следующие мероприятия:

1. Разработка и утверждение нормативов
 - а) Анализ фактического времени ремонтов.
 - б) Определение среднего значения по каждой операции.
 - в) Хронометраж рабочего времени.

2. Перевод бригад по ремонту скважин СВН на сдельно-премиальную форму оплаты труда к сентябрю 2015 года

Эффектом от разработки нормативов и перевода бригад по ремонту скважин СВН на сдельную оплату труда станет

- Личная заинтересованность работников.
- Снижение продолжительности и стоимости ремонта.
- Рост производительности труда.
- Экономия ресурсов достигается за счет сокращения времени по каждой отдельной операции. Чистый дисконтированный доход равен 146 800 тыс.руб.

В заключении хочу сказать, что к МНПК ПАО "Татнефть" перевод работников на сдельно-премиальную форму оплаты труда позволит получить дополнительную экономию затрат за счет дальнейшего снижения продолжительности ремонтов.

Процесс поставки ТМЦ в бригады добычи нефти

А.Б. Алексеев, Г.Т. Низамиева (НГДУ «Альметьевнефть»)

Согласно «Программе повышения производительности труда» производительность труда на предприятии в период с 2013 по 2017 годы должна вырасти на 9%. На предприятии уже сформирована своя Программа повышения производительности труда, в которой выделены ключевые проблемные зоны. Именно на основе этих общих проблемных зон сформирована предлагаемая Программа мероприятий по повышению производительности труда до 2017 года, которая в настоящее время является важнейшим документом на пути реализации поставленных задач.

На основании «Программы...» по каждому направлению деятельности и в разрезе каждого цеха были разработаны и утверждены отдельные мероприятия. В связи с этим возникла необходимость решить следующие задачи:

1. Обеспечить мониторинг реализации утвержденных мероприятий.
2. Организовать рейтингование структурных подразделений в части выполнения Программы производительности труда.
3. Организовать тиражирование положительного опыта реализации мероприятий.
4. Обеспечить стимулирование работников к повышению производительности труда.

Для решения данных задач был разработан проект оптимизации поставок ТМЦ в бригады нефтедобычи.

До оптимизации процесс поставки выглядел следующим образом: оператор д/н при необходимости сообщает мастеру о необходимости в некоторых видах ТМЦ, мастер д/н обращается к кладовщику цеха, который с утра выдает необходимый ТМЦ при его наличии. Далее мастер, если он не занят другими важными делами (организация ведения огневых работ, закачек РПН и нефтепродуктов и так далее), организует завоз материалов на склады бригады. Процесс поставки ТМЦ зачастую несистемный, непостоянный, содержание и количество его в складах бригад различно, так же возникают проблемы при временном отсутствии мастера д/н. Нами предложено изменить процесс следующим образом: оператор д/н по телефону вечером передает краткую заявку диспетчеру, который в свою очередь отмечает информацию в журнале ТМЦ. Каждое утро кладовщик цеха производит анализ полученных заявок и производит подготовку ТМЦ к завозу. Завоз производится 1 раз в неделю силами кладовщика и дежурного оператора непосредственно в склады бригад. Реализация проекта разделена на 3 этапа: 1 этап – «Систематизация процесса поставки», в рамках которого разрабатывается единый стандарт складирования,

так же составляется единый перечень материалов с нумерацией и индивидуальный норматив ТМЦ для каждого склада с указанием минимального и максимального уровня хранения. Это минимизирует потери времени оператора д/н и кладовщика на поиск, оператора д/н на передачу заявки, позволяет избежать излишков или отсутствия ТМЦ на складах бригады. 2 этап - «предварительная подготовка», в рамках которого производится предварительная подготовка некоторых видов ТМЦ в удобный для транспортировки и использования вид. Сальники СУСГ нарезаются и упаковываются по 6 шт., ремни СК, ПЦ связываются по 3 штуки с указанием размерности, сальниковая набивка так же упаковывается, на специализированном станке нарезаются фланцевые прокладки всех размеров (что занимает 1-2 мин), краска разливается в посуду по 5л. В итоге, будет экономиться значительное время, затрачиваемое оператором д/н на подготовку этих ТМЦ к использованию. Не секрет, что отсутствие под рукой нужного инструмента или вида материала зачастую не позволяет выполнить необходимую работу вовремя, приходится возвращаться в культбудку, или же ехать на другой склад, а это потери рабочего времени, затраты на транспорт. Бывает, наоборот, из-за отсутствия инструмента или материала работа переносится на следующий день, а несвоевременность ее выполнения приводит к другим потерям: уборка замазученности, простой скважин и так далее. В рамках 3 этапа «транспортировка ТМЦ к месту работы» мы планируем разработать удобную сумку оператора д/н, ящиков для навешивания на мотто- и снегоходную технику, разработать перечень материалов, которые в обязательном порядке должны быть в сумке оператора д/н. В качестве основной цели видим вовлечение всех операторов д/н в процесс улучшения, что должно привести к их активизации в вопросах повышения производительности труда. Так же планируем сократить потребляемое цехом ТМЦ, и снизить некоторые виды потерь на его поиск и перемещение при ведении работ.

Грейдинг - современная система оплаты труда

Е.Н. Алаев (ООО «Татинтек»)

Усовершенствовать схему начисления зарплаты с помощью преобразования ее в систему грейдов процесс достаточно сложный и трудоемкий. Но во многих случаях необходимый и позволяющий проводить более гибкую политику оплаты труда по сравнению с традиционной тарифной системой. Преимущества подхода показаны на примере ООО «ТатАвтоматизация».

В области управления персоналом и оплаты труда ООО «ТатАвтоматизация» унаследовало традиционные постсоветские проблемы. До 2015 г. тарифная система

предприятия состояла из 18 разрядов и была построена фактически на основе тарифной сетки для бюджетных организаций. Недостатки такой системы оплаты труда проявились и в заниженном относительно рыночного уровне доходов работников некоторых профессий, и, соответственно, в хроническом дефиците необходимого персонала, и в бессистемности «вилкок» окладов. В некоторых разрядах разброс достигал почти 80% от минимального оклада до максимального. К примеру, зарплаты сотрудников одной и той же профессии и квалификации варьировались от 20000 до 28000 руб. Решение о том, какой оклад назначить новому работнику, принималось «на глазок», на усмотрение руководителя.

Существует 5 видов надбавок к окладам. Работникам одинаковых профессий премии начисляются на основе разных показателей. Между тем премии начисляются исходя из суммы оклада, надбавок и доплат. В результате планирование ФЗП возникают сложности. Для учета рабочего времени и расчета выплат требовалось много времени (до восьми дней) и усилий пяти, а порой и десяти специалистов отдела труда и зарплаты, кадровиков, сотрудников бухгалтерии. Жестко ограничение должностных обязанностей сотрудников, что подразумевает абсолютное соблюдение всех связанных с этим законодательных норм. Даже перевод человека на другое место работы обязывает компанию следовать установленным требованиям также и в области нормирования и оплаты труда.

К достоинствам существующей системы относились лишь абсолютно прозрачные принципы начисления премии по показателям объема выработки продукции и прибыли предприятия. Однако индивидуальные усилия работников не учитываются и не вознаграждаются. Руководство не имеет возможности материально поощрить человека из-за отсутствия соответствующего фонда и процедур.

В результате в организации проблемы в области управления персоналом стали хроническими, возникали конфликты из-за размера зарплаты между руководителями и работниками, а также специалистами отдела труда и заработной платы, управляемость и исполнительская дисциплина - низкая.

Оценка должностей оказалась не соответствующей целям предприятия и внутренней иерархии. Было принято решение провести эту процедуру заново и далее действовать по следующему алгоритму:

1. Оценка работ методом, понятным всем сотрудникам;
2. Выделение тарифных групп (построение грейдов);
3. Определение «эталонных» работ (наиболее важных для предприятия);
4. Сравнение оплаты «эталонных» работ и аналогичных ключевых для других организаций в регионе.

Для оценки должностей был выбран аналитический балльно-факторный метод. Такое решение было принято потому, что предыдущие попытки провести более простое ранжирование или классификацию не принесли успеха, т. к. ввиду большого количества работ/ профессий/ должностей руководство не пришло к единому мнению относительно распределения работ по категориям (их было предложено 10). А обращение к внешним консультантам было отвергнуто по финансовым причинам.

Факторы и шкалы составлялись специально для предприятия.

Сначала была организована экспертная группа. На первой встрече специалисты обсудили, какие факторы являются для компании самыми важными, и определили их «вес» в процентах. Исходя из сферы и особенностей деятельности предприятия, эксперты признали важнейшими факторами опыт, напряженность работы, частотность решения проблем. Им был присвоен наибольший «вес». Остальные баллы распределили по другим факторам. Так возникла балльная матрица оценки работ и шкалы.

Итак, оплата труда эталонного персонала была явно занижена. Причина утечки кадров определенных профессий получила графическое подтверждение. При анализе значений на графике выяснилось, что рядом группируются в основном те точки, которые соответствуют аналогичным профессиям. Они были объединены в группы, или кластеры (на графике они выделены в красные прямоугольники). Так и были сформированы грейды.

Развитие детско-юношеского геологического движения как часть долгосрочной кадровой политики Компании

Е.В.Гаврилов (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Одно из условий развития любой отрасли экономики - это ранняя профориентация и подготовка молодых кадров для нее. По сути, развитие детско-юношеского геологического движения - это первый шаг в длительном и многотрудном процессе возвращения последующего достойного поколения геологов.

Движение юных геологов началось в конце 50-х годов прошлого века. В 1966г. в г. Златоуст, на территории Ильменского заповедника, был успешно проведен Первый Всесоюзный слет юных геологов. В последующем такие слеты стали традиционными в Советском Союзе вплоть до эпохи перестройки. Затем движение возродилось с новой силой. И сейчас Всероссийские олимпиады проходят раз в два года.

В Республике Татарстан движение «Юных геологов» началось с участия в IV Всероссийской открытой полевой олимпиады юных геологов, которая проходила в

г.Санкт-Петербурге в 2002 г.. Школьники были набраны с геологического отделения геоэкологического колледжа, который существовал тогда при КГУ.

В 2011 году стало известно о проведении IX олимпиады 2013г. в Казани и движение юных геологов Татарстана получило новый импульс. Молодежная организация нашего структурного подразделения так же уже 4 года как вовлечена в процесс современного детско-юношеского геологического движения республики.

В августе 2013г. столица Татарстана принимала IX Всероссийскую открытую полевую олимпиаду юных геологов. О том насколько это важно и является значимым приоритетом республиканской молодежной политики, свидетельствует тот факт, что открывал и закрывал олимпиаду Президент РТ Р.Н. Минниханов, а в церемонии награждения принимал участие Министр природных ресурсов и экологии РФ Донской С.Е.

Выбирая Казань в качестве места проведения очередной Олимпиады юных геологов, принималось во внимание, прежде всего, значительные заслуги геологов Татарстана в развитии минерально-сырьевой базы страны.

Проведение данного мероприятия не стало проходящим событием в республике. Уже тогда президент РТ высказал предложение проводить олимпиады юных геологов внутри Республики ежегодно, где определялись бы наиболее талантливые ребята, увлеченные геологией, чтобы они достойно представляли Татарстан на самых различных уровнях состязаний страны.

Так в период с 23 июня по 10 июля 2014 года состоялась первая Республиканская открытая полевая олимпиада юных геологов в рамках профильной смены в лагере «Заречье», где собрались 27 команд из 18 муниципальных районов республики, в том числе команда гостей из РК Бахчисарайского района. Отрадно, что были представлены команды не только из нефтяных районов республики. В качестве судей выступили авторитетные специалисты и ученые геологи. А в плане организации и проведении олимпиады, при поддержке администрации, весомую нагрузку приняли на себя молодые работники нашего структурного подразделения, у которых уже был опыт проведения всероссийской олимпиады.

Итоги олимпиады очень порадовали организаторов, т.к. показали достаточно высокий уровень подготовки отдельных команд, а также заинтересованность детско-юношеским геологическим движением со стороны предприятий Республики.

Высокий уровень подготовки наших ребят подтверждает и 3-е место сборной команды Татарстана «Девон» на III Казахстанской открытой полевой олимпиаде юных геологов, которая состоялась в августе 2014 года в городе Алма-Ата.

На данный момент идет активная фаза по подготовке к проведению II Республиканской олимпиады юных геологов, которая пройдет с 27 июня по 14 июля 2015 года; состав участников: 30 республиканских команд и 2 команды гостей – Республика Казахстан и Бахчисарайский район РК.

Ход проведения предыдущей I Республиканской и предстоящих II Республиканской и X Всероссийской Олимпиад находились и находятся под пристальным вниманием генерального директора ПАО "Татнефть" Н.У. Маганова и службы главного геолога ПАО "Татнефть" Р.С.Хисамова.

Активизация профориентационной работы в таком формате позволяет по-настоящему увлечь детей предметом изучения, зародить в них интерес, который поможет найти своё призвание в жизни.

Проведение и в дальнейшем данного мероприятия даст новый импульс для решения проблемы нехватки кадров в геологии, ведь многие из участников олимпиады, активные участники детско-юношеского геологического движения, несомненно, поступят в высшие и средние учебные заведения геологического и нефтяного профиля. И лучшие из них придут на работу в компанию «Татнефть».

Система мотивации работников на основе индивидуальных «дорожных карт»

А. В. Закиров (УК ООО «ТМС групп»)

Как только молодые работники попадают в систему "Татнефть", для них начинается период адаптации. Они получают наставника, проходят курс молодого специалиста, участвуют в молодежных мероприятиях, проектах и семинарах. Но по мере набора работником знаний и опыта руководство всё меньше его направляет и всё больше ожидает от него самостоятельных шагов. А дальше уже у всех по-разному: кто-то утопает в рутине трудовых будней, кто-то старается развиваться дальше, искать для себя новые вершины и их покорять...

В "ТМС групп" реализовали проект, в ходе которого организаторы решили использовать существующие в компании системы мотивации и структурировать их для создания индивидуальной «дорожной карты» развития работника. Для этого 30 сотрудников сперва заключили соглашения с компанией. После этого каждый из них подписался в форме индивидуальной «дорожной карты» под регулярной подачей рацпредложений, идей и проблем на аукционе бизнес-идей, участием в конкурсах профмастерства, спортивных состязаниях и т.д.

Принципиальная схема участия работника в системе выглядит следующим образом:

1. Работник заявляет своему руководству о наличии у него определенных потребностей (повышение уровня дохода, абонемент в спортзал, путевка в санаторий и т.п.);

2. По принципу «меню» определяет с руководством, что он готов выполнить взамен (какие затраты снизить, какие проекты реализовать, какие цели достичь);

3. Стороны подписывают соглашение и формируют индивидуальную «дорожную карту» развития работника;

4. Стороны исполняют взятые на себя обязательства:

- работодатель получает дополнительную прибыль, обозначенную вначале;
- работник получает вознаграждение, которое он сам выбрал.

С целью оценки результатов проекта была также сформирована контрольная группа № 2, идентичная по составу участников (должности, возраст, пол и т.п.) с группой работников, которые подписали соглашения и сформировали индивидуальные «дорожные карты». Группа экспертов осуществляла мониторинг обеих контрольных групп по идентичным показателям. Однако участникам группы № 2 об этом ничего известно не было. По итогам проекта была выявлена значительная разница между результатами участников контрольных групп (см. рис. 1 и 2).

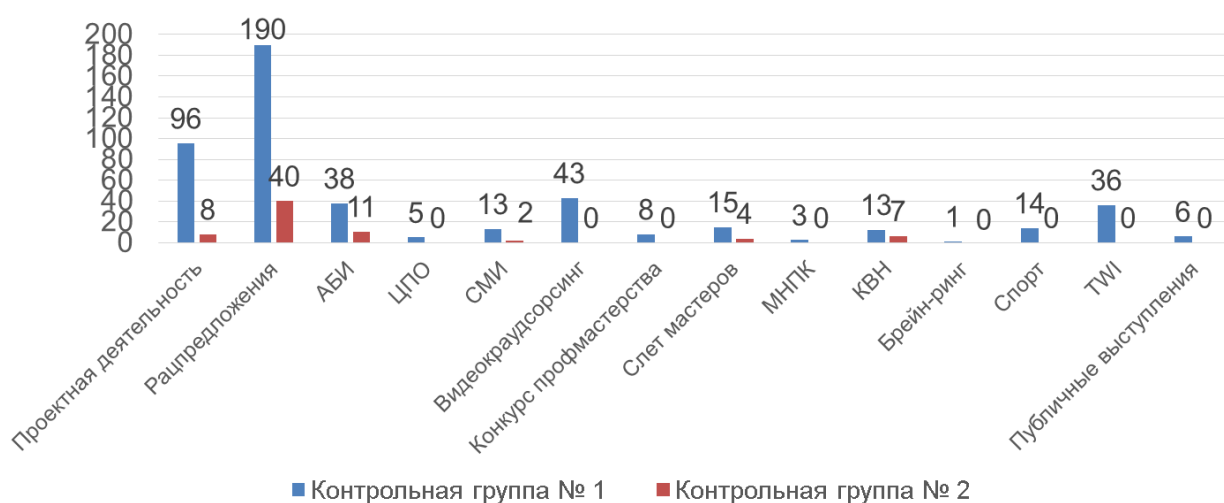


Рис. 1 Результаты контрольных групп (в баллах)



Рис. 2 Результаты групп по показателю «Решение сложных производственных задач»

Благодаря проекту компания получила возможность комплексно оценить все полезные действия, которые совершает работник для развития себя и своей организации. За достигнутые результаты работники получили возможность самостоятельно выбрать для себя вознаграждение, соразмерное внесенному вкладу. При этом в дополнение к имеющейся системе денежной мотивации (за рацпредложения, за Аукцион бизнес-идей и т.д.), участники смогли также получить путевки в санаторий, билеты на подъемник в горнолыжном комплексе "ЯН", абонементы в спортзал и т.п. Появились конкретные показатели успешности для сотрудника – простые и понятные каждому человеку.

Таким образом, благодаря индивидуальной «дорожной карте» все остаются в выигрыше. Предприятие получает снижение затрат производства за счет повышения эффективности работников. А работники, в свою очередь, получают прозрачную систему мотивации за достижение понятных и конкретных показателей и, как следствие, получение ими соответствующих вознаграждений.

Повышение эффективности в управлении карьерой молодого специалиста

В.Ю. Манаков (УК ООО «ТМС групп»)

Многие молодые работники сталкиваются с вопросами, касающимися карьерного роста. От чего он зависит, какие конкретно факторы влияют на его рост, как необходимо работать, чтобы достигнуть определенных высот и само реализовать?

С другой стороны существует проблема быстрого подбора сотрудника на вакантную должность.

И в то же время, как сделать так, чтобы ценные кадры не уходили в другие компании, предлагающие более выгодные условия для профессионального роста?

За 2013 год из УК ООО «ТМС групп» по разным причинам уволились 293 молодых сотрудников. Из них 128 из ООО «НКТ-Сервис». Причины ухода самые разные, но в каждой из них кроется один доминирующий фактор – непонимание предлагаемых возможностей карьерного роста.

Молодежный актив ООО «НКТ-Сервис» определил в своей работе следующее целевое состояние: сокращение текучести молодых кадров и обеспечение предприятия квалифицированным персоналом.

В качестве инструмента для устранения этих проблем мы решили использовать «визуализацию карьерного роста молодого работника».

Первым шагом стал проведенный опрос среди молодежи ООО «НКТ-Сервис». Результаты показали, что подавляющая часть молодых сотрудников желает самообучаться и само развиваться, большинство уверены в возможности карьерного роста в нашей компании. В то же время более половины из них не знают конкретных показателей, от которых зависит карьерный рост. В опросе приняли участие 284 молодых работника ООО «НКТ-Сервис».

Были определены ключевые показатели эффективности деятельности молодых сотрудников. Это: результаты производственной деятельности, инновационная активность, участие в проектной деятельности, уровень образования, спортивные достижения, участие в конкурсах профмастерства, выполнение обязанностей уполномоченного по ОТ, самообучение.

Для визуализации этих КПЭ была разработана и внедрена «Молодежная площадка ООО «НКТ-Сервис». Она представляет собой единую электронную базу данных, включающую в себя все основные достижения каждого молодого работника. Все они оцифрованы по единой балльной системе. В частности участие в МНПК только по УК дает 0,5 балла, а победа – один бал. В конечном итоге все баллы суммируются, и автоматически выводится один общий показатель, выражающий эффективность деятельности молодого сотрудника. Молодежная площадка функционирует на платформе 1С с обновлением и выгрузкой в Microsoft SharePoint

Первоначальным шагом для участия в молодежной площадке является заполнение личной карточки молодого работника. Что она собой представляет? Это составленная и периодически обновляемая электронная форма, куда вносится вся необходимая информация, касающаяся данного работника.

Для определения и формализации порядка работы молодежной площадки в управляемом обществе разработан и внедрен Стандарт функционирования молодежной площадки ООО «НКТ-Сервис». В нем определены роли и ответственность молодежных лидеров структурных подразделений.

Можно с уверенностью констатировать, что Молодежная площадка становится инструментом подбора специалистов. При помощи системы фильтров, можно легко отобрать необходимого специалиста с учетом заданных требований и необходимых компетенций.

Экономический эффект от внедрения данной площадки был рассчитан за счет сокращения времени на поиск и определение кандидата на вакантную должность, повышение инновационной активности молодых работников, оптимизации работ

молодежных лидеров и ответственных за спортивную деятельность, а также за счет сокращения текучести молодых кадров.

Фактический экономический эффект от функционирования Молодежной площадки составит более 500 тыс. руб.

Обозначим основные результаты проделанной работы:

- Стандартизирована работа молодежных лидеров в структурных подразделениях;
- Появилась доступная визуализация оценки молодого сотрудника для карьерного роста;
- Повысилась вовлеченность молодежи в инновационную деятельность;
- Оптимизирована работа по поиску кандидатов на вакантные должности и повышение разряда;
- Оптимизирована работа ответственного сотрудника по спорту в управляемом обществе.

Инновационный подход использования краудсорсинга при видеорегистрации

Ф.Ф. Сайфуллин (УК ООО «ТМС групп»)

Вы никогда не задумывались, можно ли улучшить улучшение? Вот пример: видеорегистрация работ в УК ООО «ТМС групп» - это система из 500 видеокамер с охватом всех цехов и офисов компании. Камеры установлены на токарных станках, штанговах, автокранах, крановых эстакадах, автомашинах полевых бригад, а также офисных помещениях. 24 часа в сутки ведётся запись работ на видео для анализа и выявления рисков здоровью и жизни работников, потерь производительности труда.

Итак, видеорегистрация помогает решать проблемы, но насколько она эффективна?

Такой вопрос возник у заместителя генерального директора по экономике ПАО "Татнефть" Владимира Павловича Лавущенко и советника генерального директора по организационному развитию ПАО "Татнефть" Виталия Кашафовича Гатауллина, по их инициативе был проведён анализ эффективности и открыт проект улучшений в УК ООО «ТМС групп».

Для полной эффективности видеорегистрации нужно просматривать все камеры каждый день, а это в среднем 288 часов видео. Для чего? Нарушения возможны в любой момент, производственные процессы требуют улучшений.

Сейчас в УК ООО «ТМС групп» операторы центра управления производством (ЦУП) и ответственные работники в цехах просматривают в среднем по 72 часа видео, но

это лишь 25% всего материала. Причина проста – не разумно увеличивать штат персоналом занятым только просмотром видео это приведёт к росту затрат.

Для решения проблемы, мне инженеру службы бережливого производства «ТМС-БизнесСервис» была поставлена задача: не набирая новых сотрудников, обеспечить охват всех камер. Задача сложная и как кажется не решаемая.

Найти решение помог опыт сайта «Аукцион бизнес-идей» ПАО "Татнефть". Вовлечение большого количества людей в решение общей задачи – основной принцип работы данного ресурса. В нашем случае, общая задача – поиск нарушений по видеоматериалам.

Идея есть, нужна реализация. Для начала нужен ресурс для размещения видеоматериалов с удобным управлением, понятным интерфейсом и доступом для сторонних участников. Я сравнил все возможные варианты:

- Корпоративный портал УК ООО «ТМС групп»,
- Социальную сеть «Google +»,
- Социальная сеть «В контакте»,
- Videоканал «You tube».

Самым удобным оказалась социальная сеть «ВКонтакте». Она абсолютно бесплатна, в ней легко размещать материалы, есть возможность создать форум, можно открыть свою закрытую группу и самое главное - в нём может работать любой. Нужен лишь сотовый телефон для регистрации и интернет.

Создал и запустил в работу закрытую группу «Видеокраудсорсинг» В Контакте. Для «обкатки» ресурса из трёх НГДУ: «Альметьевнефть», «Ямашнефть» и «Елховнефть» я пригласил к участию 41 инициативного сотрудника различных специальностей. В нашей компании в группу вошли 33 человека, представители специальностей от слесаря до начальника цеха. Дополнительно были приглашены 11 лучших новаторов сайта «Аукцион Бизнес Идей» - работники различных предприятий ПАО "Татнефть" и управляющих компаний ООО «ТаграС-Холдинг».

Принцип работы в группе, установили следующий: если в видео есть нарушение требований безопасности или потери производительности, участник пишет его в комментарий. Диспетчер группы проверяет и при подтверждении присваивает 1 балл равный 100 рублям.

На сегодня группа успешно работает с июля 2014 года, участники просмотрели больше 5000 часов видео, и нашли в общем свыше 1 900 фактов не соблюдения правил ПБиОТ и не производительного времени.

Расчётный экономический эффект от анализа материалов видеорегистрации работ при помощи краудсорсинга составил 2 939 тыс. руб.

Внедрение системы индивидуальных показателей премирования сотрудников

С.Р. Заляева (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В настоящее время вопросам формирования гибких систем материальной мотивации уделяется особенное внимание. Это не удивительно ведь собственники компаний не хотят платить заработную плату просто так, только за присутствие работника на рабочем месте. Им нужен конкретный осязаемый результат от деятельности каждого сотрудника.

В данной работе представлены предложения по реорганизации существующей системы материальной мотивации персонала аппарата управления предприятия, недостатками которой в настоящее время являются:

1. Отсутствие четких критериев выплаты премии.
2. Отсутствие зависимости величины премии от индивидуального вклада работника.
3. Отсутствие лояльности персонала к приоритетам компании.
4. Отсутствие эффективного материального механизма направленного на привлечение и удержание наиболее способных сотрудников.

Для устранения вышеперечисленных проблем и достижения максимального эффекта от системы оплаты труда предлагается внедрение комбинированной системы премирования, включающей в себя корпоративные и индивидуальные виды показателей премирования с использованием ключевых показателей эффективности по каждому работнику. Ранее на предприятии использовались корпоративные и коллективные показатели премирования.

Ключевые показатели эффективности (КПЭ) – это один из наиболее востребованных инструментов в современной экономике труда. Его суть состоит в том, что результаты работы сотрудника или подразделения описываются несколькими четкими показателями, которые можно однозначно измерить или сравнительно точно оценить.

Среди известных многочисленных методов разработки механизмов денежной мотивации были выбраны 2 основных:

1. Для специалистов отделов и служб – функциональные КПЭ – основные параметры исполнения трудовой функции работника, выполнение планов и задач.
2. Для руководителей отделов и служб – исполнение стандартов, регламентов и правил.

Например, по отделу труда и заработной платы всего 13 руководящих документов на основе которых разработаны 28 КПЭ. В частности, по Положению о материальном

стимулировании работников начальник отдела премируется за 4 ключевых показателя эффективности, такие как: формирование текущей и квартальной премии; формирование премии за полугодие; формирование премии за повышение эффективности труда; премирование работников Общества в пределах установленного нормативного ФЗП.

Также должны быть установлены единицы измерения и значения для определения результативности показателей, каждой позиции присвоен собственный шифр.

Таким образом, итоговый процент премии работника отдела зависит от выполнения:

1. Плана по объему товарной продукции, работ, услуг с начала года;
2. Планового показателя затрат на рубль объема с начала года;

3.1. Планового количества КПЭ каждого работника, т.е. процессов, выполняемых работниками за месяц (для специалистов отделов и служб).

3.2. Планового количества КПЭ подразделения, разработанных на основе руководящих документов отдела, службы (для начальников отделов и служб).

Каждый показатель оценивается как треть от итогового процента премии, а размер премии за индивидуальный показатель определяется с учетом доли выполненных КПЭ в общем количестве КПЭ.

Например. Принимаем максимальный размер премии за 100%.

Каждый показатель принимаем как 1/3 от общего процента премии (33,3%).

Корпоративные показатели выполнены на 100%, т.е. процент премии по 33,3% за каждый. При выполнении КПЭ на 100% процент премии начальника отдела равен 100%.

Если отдел выполнил 25 КПЭ из 28 (количество не исполненных КПЭ – 3).

коэффициент эффективности работы отдела = $25 / 28 = 0,89$

% премии по КПЭ начальника отдела = $33,3 * 0,89 = 29,6\%$

% премии начальника отдела = $33,3 + 33,3 + 33,3 * 0,89 = 96,2\%$.

Если специалистом отдела выполнено в срок 13 процессов из 14.

коэффициент эффективности работы = $13 / 14 = 0,93$.

% премии по КПЭ специалиста 2 = $33,3 * 0,89 = 29,6\%$

% премии специалиста 2 = $33,3\% + 33,3\% + 33,3\% * 0,93 = 97,7\%$.

Данная система позволяет осуществлять детальный контроль за качественным исполнением трудовых обязанностей работников, а также исполнением руководящих документов по направлениям деятельности отделов, служб. Следует отметить, что при таком подходе фонд оплаты труда по сотрудникам не вырос, однако его величина была поставлена в прямую зависимость от важных для компании показателей, и от индивидуального вклада каждого работника.

Организация уникальной площадки для обмена опытом и обучения молодых работников - инновационного форума «Энергополис»

А.М. Хусаинов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Получение знаний и обмен опытом в производственной сфере для молодых работников является важным фактором развития их личностного потенциала и развития предприятия в целом. В настоящее время в данном направлении наблюдается отсутствие инновационного подхода в решении этих вопросов.

С целью максимально-эффективного развития кадрового потенциала в 2014 году молодые работники Компании стали участниками Международного форума молодых энергетиков и промышленников «Форсаж».

В ходе участия в данном форуме молодые работники прошли обучение по инновационному методу «Дизайн-мышление» - это метод создания продуктов и услуг, ориентированных на человека. Полученные опыт и знания, в результате были применены внутри предприятия при проведении I Инновационного форума «Энергополис-2014», с приглашением молодых работников энергетических предприятий производственной Группы компаний ПАО "Татнефть" и студентов профильных учебных заведений. Всего в форуме приняло участие 63 человека.

Основная цель форума – создание единой коммуникационной среды, объединяющей перспективных молодых специалистов энергетических служб, и направленной на развитие креативного мышления и поиска инновационных решений в области энергетики. В качестве преподавателей (тренеров) образовательной программы «Дизайн-мышление» выступили молодые работники - участники Международного форума «Форсаж». Тренинги проводились в два образовательных дня.

Участники тренинга были разбиты на 6 групп по 10 человек в каждой. Группы формировались по принципу интересов каждого участника, а именно по выбору интересующей его темы и тем самым определялась группа, в которой он будет работать в дальнейшем. На Инновационном форуме «Энергополис» рассматривались 6 актуальных тем в сфере энергетики ПАО "Татнефть".

Построение проектов по данным темам осуществлялось на основе образовательной программы, которая включает в себя следующие этапы: эмпатия, фокусировка, генерация идей, выбор идеи, прототипирование, тест. Итогом образовательной программы стала защита проектов перед экспертами, из числа руководителей Компании, которые оценивали работы по критериям оценочных листов. Результаты защиты подсчитывались счетной комиссией.



Рис. 1

Кроме образовательной программы на форуме были организованы различные тренинги, игры и конкурсы:

1. Стартовый тренинг по командообразованию «Знакомство» - где участники с помощью игр и различных конкурсов знакомятся друг с другом, что создает дружественную атмосферу для дальнейшего взаимодействия;

2. Конкурс «Визитная карточка», в котором участники представляют свои предприятия на листе ватмана формата А1 в виде различных рисунков, схем, красочно отразив комментариями основные направления деятельности;

3. Интеллектуальная игра «Что? Где? Когда?». В этой занимательной игре командам необходимо было ответить на вопросы, используя свои знания и смекалку;

4. Командное задание «Пирамида», где командам необходимо из представленного материала собрать пирамиду максимальной высоты. При подведении итогов конкурса учитывается ее высота, устойчивость, и количество затраченного материала.

По итогам проведения форума можно констатировать, что основные цели форума достигнуты. Состоялось официальное закрытие мероприятия, победители награждены памятными сувенирами с символикой форума и переходящим кубком.

Выводы:

1. Данная работа направлена на применение опыта и знаний, полученных на Международном форуме «Форсаж» внутри предприятия, для обучения работников инновационным методам решения возникающих производственных проблем;

2. Форум создает единую коммуникационную среду объединяющей перспективных молодых специалистов энергетических служб для обмена опытом;

3. Мероприятия подобного формата позволят обеспечить всестороннее развитие интеллектуального потенциала молодых инженерных кадров и применить полученные знания и инновационные методы в своей непосредственной работе;

4. В 2015 году запланировано проведение II Инновационного форума «Энергополис-2015» среди молодых энергетиков ПАО "Татнефть".

Новое при внедрении бережливого производства

З.Н. Нугманова (НГДУ «Джалильнефть»)

Целью данной работы является внедрение бережливого производства с наименьшими затратами.

С 2012 года НГДУ использует GPS-навигаторы Portman GT-2000NP/GT-2500NP. Их применяется уже 28 шт. в цехах добычи нефти и газа, а количество операторов 195 чел., т.е. еще 167 чел. нуждаются в обеспечении GPS-навигатором.

Навигаторы – это дорогостоящее оборудование, и поэтому снабдить им всех работников у НГДУ нет возможности. Потому мы предлагаем использовать один из инструментов бережливого производства «Андон» - сигнальные карточки. Андон является средством визуального управления на производстве.

Для внедрения на предприятии сигнальных карточек, мной был разработан «Проект СТАНДАРТА для апробации использования сигнальных карточек на скважинах цехов по добыче нефти и газа НГДУ».

Стандарт предусматривает внедрение карточек, с целью организации работы операторов по добыче нефти и газа, обеспечения качественной и комплексной работы, снижения потерь, экономии времени и денежных средств, контроля исполнения обязанностей операторами по добыче нефти и газа. Требования стандарта распространяются на все цеха добычи нефти и газа НГДУ. Ответственность за соблюдение требований, установленных стандартом, возлагаются на руководителей цехов.

Данный стандарт предусматривает ежедневное использование двух карточек (четной-красного цвета и нечетной-белого цвета) во всех ЦДНГ. Сигнальная карточка представляет собой заламинированный бумажный лист размером 4х10см, информация может быть прописана вручную на уже готовом шаблоне карточки или напечатана на компьютере.

Принцип работы карточки таков: мастер во время распределения заданий на весь день выдает оператору четные карточки в зависимости от количества скважин в его обходе. Придя на скважину, и выполнив необходимые работы, оператор по добыче нефти и газа должен оставить четную карточку на скважине в пенале, а ту, которая была там (нечетная) забрать. Пенал представляет собой отрезок трубы с герметичной крышкой, он используется для хранения документов необходимых для работы на скважине (журнал учета) и нашел свое применение только у нас на предприятии.

Далее, по приходу в бригадный центр оператор должен оставить карточки на стенде.

Мастер в свою очередь, в конце рабочего дня или утром следующего дня обязан проконтролировать наличие карточек на стенде. За утерю карточки ответственность несет оператор по добыче нефти и газа и мастер по добыче нефти и газа. По уже готовому образцу, изготовлением (распечаткой, ламинированием) карточки занимается ответственный работник по внедрению инструментов бережливого производства по цеху. Все карточки утверждаются начальником цеха и печатью структурного подразделения.

Главным преимуществом сигнальных карточек является ее дешевизна, так как при использовании GPS-навигаторов необходимо учитывать не только затраты на его покупку (25 000 руб./шт.), но и его ежемесячное обслуживание, так обслуживание 28 навигаторов НГДУ обходится в 93 744 руб. в год.

Данный стандарт уже начал проходить апробацию в ЦДНГ-3 (Рис.1), мы первые кто начал применять сигнальные карточки. Стандарт был разработан на основании кайдзен-предложения, также мной было оформлено рационализаторское предложение.



Рис.1. Четная и нечетная сигнальные карточки.

Ни для кого, ни секрет, что иногда операторы могут несколько дней не приходить на скважину, а потом за один приход заполняют все записи предыдущих дней в журнале учета. Таким образом, применяя сигнальные карточки, операторы не смогут не приходить на скважину, так как если он не придет на скважину он не сможет вечером вложить в ячейку стенда свои карточки, при правильном и ответственном подходе применение сигнальных карт исключает необходимость в покупке дорогостоящих GPS-навигаторов.

Экономия от использования сигнальных карточек составит 3млн.752тыс.рублей. Расчет проводился от стоимости использования всеми работниками на всех обходах сигнальных карточек и GPS-навигаторов.

Оптимизация затрат учета рабочего времени водительского персонала

Ю.С. Михайлова (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В данное время в ООО «Татнефть-РемСервисТранспорт» работают 8 распределителей работ - табельщиков, основной задачей которых является учет рабочего времени водительского персонала. Данная работа очень трудоемкая, т.к. из каждого

закрытого путевого листа необходимо вручную отражать все выходы работника на линию, ремонтные, стажировочные часы, вечернюю и ночную работу и т.д. Поэтому актуальным является снижение трудоемкости данного рабочего процесса.

Проведенная фотография рабочего дня (ФРД) распределителей работ показывает, что 50% рабочего времени у них занимает работа с путевыми листами.

Целью проекта является электронное формирование табелей учета рабочего времени водительского состава в программе «АСУ-Транспорт»; автоматическая выгрузка табеля в программу «1С зарплата», а также исключение дублирования в выполнении однотипных работ, так как необходимо вручную отражать в таблице отпуска, больничные и т.д., когда они уже заложены в 1С.

Внедрение проекта состоит из следующих этапов. Выйти с коммерческим предложением в «АСУ-Транспорт» о создании в программе учета рабочего времени водительского состава; Разработать техническое решение совместно с отделом информационных технологий; Отработать параметры для автоматической выгрузки информации; Реализовать вариант с наиболее значимыми результатами.

После внедрения данного проекта из 4 существующих этапов закрытия заработной платы останется только 2. Ручная обработка путевых листов и ввод вручную информации в табель и расчет зарплаты в таблице, а также ввод вручную в 1С инженерами ООТ и ЗП будет производиться автоматически.

Как в любом проекте существуют риски, это отсутствие закрепления водительского состава за транспортом и несоблюдение графика сменности.

Предусмотрены меры по минимизации вышеописанных рисков: перезакрепление водителя за другой спецтехникой в АСУ-Транспорт, своевременная ротация водителей по режимам работ в программе «Асу-Транспорт» после каждого изменения спецтехники, а также постоянный контроль за соблюдением графика сменности.

Внедрение проекта предусматривает ужесточение контроля нарушений трудовой дисциплины водительским персоналом (невыход работника в рабочий день по графику, выход работника в выходной день).

После выяснения причин и устранения всех нарушений происходит закрытие реестра и затем формируется электронный табель учета рабочего времени, где уже автоматически программа проставит все часы выходов на линию.

Успешная реализация проекта позволит оптимизировать к 1 октября 2015 г. 4 распределителей работ.

Экономический эффект от внедрения проекта в первый год составит 1 млн. 343 тыс.руб. В последующие годы по 1 млн. 626 тыс.руб.

В настоящее время проходит испытание программы в тестовом режиме, закладываются справочники режимов работ, за каждым водителем закрепляется определенный график работы, отслеживается его соблюдение, вносятся в программу больничные и стажировочные часы.

Перспектива внедрения состоит в том, что в июле планируется пробное закрытие табеля в программе АСУ-Транспорт, а в октябре - расчет начислений заработной платы в программе 1С-зарплата, затем будет производиться сравнение с обычными методами закрытия табелей и заработной платы. Возникающие ошибки в процессе будут дорабатываться, а к 1 января 2016 г. планируется окончательное внедрение данной программы.

Таким образом, данные мероприятия позволят снизить трудоемкость рабочего процесса по формированию табелей учета рабочего времени водительского состава, оптимизировать 4 распределителей работ и получить экономический эффект.

Анализ специальной оценки условий труда в отношении рабочих, имеющих право на досрочный выход на пенсию

М.Ф. Гараева (НГДУ «Джалильнефть»)

Федеральный закон от 28.12.2013 г. № 426-ФЗ ввел новую для работодателя процедуру – специальную оценку условий труда, которая пришла на смену аттестации рабочих мест.

Специальная оценка условий труда – единый комплекс последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации вредных и/или опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценка уровня их воздействия на работника

По ее результатам:

- работники обеспечиваются средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- устанавливаются гарантии и компенсации для сотрудников;
- проводятся предварительные и периодические медосмотры;
- устанавливается дополнительный тариф взносов в ПФР;
- подготавливается статистическая отчетность об условиях труда.

По результатам проведения специальной оценки условий труда устанавливаются классы (подклассы) условий труда на рабочих местах.

Таблица 1

Классы (подклассы) условий труда на рабочих местах.

Класс условий труда	Подкласс условий труда	Дополнительный тариф страхового взноса
Опасные	4	8%
Вредные	3.4	7%
	3.3	6%
	3.2	4%
	3.1	2%
Допустимые	2	0%
Оптимальные	1	0%

Дополнительный тариф взносов в ПФР рассчитывается для каждого рабочего места, на котором установлены вредные или опасные условия труда. Чем больше в организации таких рабочих мест – тем выше сумма дополнительных отчислений.

Работающие по профессиям с вредными и тяжелыми условиями труда имеют право на досрочный выход на пенсию: женщины с 50 лет при условии, что они не менее 10 лет отработали по данной профессии, мужчины с 55 лет, отработав по данной профессии не менее 12,6 лет. На рассматриваемом предприятии количество работающих, имеющих право на досрочное оформление пенсии составляет 1068 человек.

При проведении специальной оценки условий труда исследованию и измерению подлежат такие вредные факторы производственной среды, как физические, химические, биологические, тяжесть трудового процесса, напряженность трудового процесса. В НГДУ к подклассам 3.1-3.3, в основном, относят такие факторы, как микроклимат и тяжесть труда.

В зависимости от степени влияния вредного фактора на рабочего, их относят к разным подклассам условий труда. Сумма страховых взносов на дополнительные тарифы по НГДУ составила: по подклассу 3.1 – 1944,174 тыс.руб., по подклассу 3.2 – 5969,649 тыс.руб., по подклассу 3.3 – 12831,393 тыс.руб.

Расчет страховых взносов по дополнительному тарифу для отдельных категорий плательщиков страховых взносов по ЦДНГ НГДУ показывает, что в 2014 году было уплачено в ПФР по подклассу 3.1 – 187,112 тыс.руб., по подклассу 3.2 – 334,814 тыс.руб., по подклассу 3.3 – 1133,811 тыс.руб. В ЦДНГ 65 работников, имеющих право на досрочный выход на пенсию.

При проведении специальной оценки условий труда параметр микроклимата снижается до 3.1.

Экономия за счет проведения специальной оценки условий труда по ЦДНГ составит 453,295 руб.

В целом, если по всему НГДУ провести СОУТ по данным профессиям, экономия составит 4645,764 тыс.руб.: для операторов по добыче нефти и газа – 3359,952 тыс.руб., слесарей-ремонтников, занятых непосредственно на объектах добычи нефти и газа – 273,132 тыс.руб., электросварщиков ручной сварки – 548,16 тыс.руб., мастеров по добыче нефти и газа – 464,520 тыс.руб. соответственно.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что применение специальной оценки условий труда на предприятии положительно скажется на его финансовых показателях.

Разработка КРІ проведения кусочного ремонта газопроводов управления «Татнефтегазпереработка»

А.Ю. Фахреева (Управление «Татнефтегазпереработка»)

Промысловые газопроводы играют важную роль в системе производственных объектов управления «Татнефтегазпереработка».

В настоящее время общая протяжённость действующего фонда промысловых газопроводов управления «Татнефтегазпереработка» составляет 2 028 км (65% - транспортируют девонский газ, 35% – сернистый газ).

В связи с длительной эксплуатацией газопроводов (1068 км - более 20 лет, 652 км - более 40 лет) отмечена проблема высокого уровня порывности. Одним из решений данной проблемы является проведение кусочного ремонта силами газовых цехов управления с применением полиэтиленовых труб.

Бюджет на проведение капитального ремонта газопроводов силами подрядных организаций ограничен. С 2010 года в управлении проводится дополнительный кусочный ремонт с применением полиэтиленовых труб, осуществляемый собственными силами предприятия. Что позволяет охватить большую протяженность газопроводов, провести замену газопроводов на коррозионно-опасных участках, предупреждая возможные случаи разгерметизации. За период с 2010 по 2014 год включительно был проведен кусочный ремонт газопроводов с применением полиэтиленовых труб общей протяженностью 55,2 км.

В связи с большими объемами работ возник вопрос оценки эффективности организации кусочного ремонта силами газовых цехов управления.

Сварочное звено по проведению кусочного ремонта с применением полиэтиленовых труб формируется из рабочих газовых цехов управления, обученных смежной профессии рабочего, занятого на стыковой сварке полиэтиленовых труб.

Рабочим сварочного звена установлена доплата за совмещение профессий.

В целях улучшения работ по контролю за производством кусочного ремонта ведется мониторинг качества сварных стыков путем ультразвукового контроля силами производственной лаборатории управления.

Также предложено ввести ключевой показатель эффективности проведения кусочного ремонта, состоящий из критериев:

- Коэффициент сложности проведения кусочного ремонта;
- Качество выполнения работ по рекультивации земель;
- Своевременное оформление исполнительно-технической документации;
- Выполнение утвержденного плана кусочного ремонта.

Для определения числового значения целевого показателя эффективности, а также для повышения производительности труда, качества проведения кусочного ремонта и материальной заинтересованности работников с 2015 года в управлении действует Положение о рейтинге среди звеньев кусочного ремонта промышленных газопроводов управления «Татнефтегазпереработка», согласно которому:

- газовые цеха управления, выполняющие кусочный ремонт, ежедневно передают сведения о ходе производства работ по кусочному ремонту;
- промежуточные итоги рейтинга по звеньям кусочного ремонта подводятся ежеквартально;
- по итогам года поощряются 3 сварочных звена, с наибольшим показателем эффективности проведения кусочного ремонта;
- поощрение производится путем установления коэффициента эффективности труда (КЭТ).

С 2010 по 2014 года проведение кусочного ремонта потенциально опасных участков газопроводов с применением полиэтиленовых труб позволило снизить количество отказов (порывов) газопроводов на 75%.

Мотивация персонала за достижение целевого показателя эффективности позволит проводить большие объемы кусочного ремонта с лучшим качеством и, следовательно, снизить показатель порывности.

Информационные потоки, как инструмент управления персоналом предприятия (на примере работы газеты трудового коллектива НГДУ)

Ю.Э. Новичкова (НГДУ «Ленинаторскнефть»)

Значение печати, радио, телевидения и сети Интернет в современном мире переоценить невозможно. Средства массовой информации превратились в мощный инструмент воздействия на чувства и сознание сотен тысяч людей. Очевидно, что СМИ и их аудитория связаны незримой нитью.

Цель данной работы – рассмотреть газету трудового коллектива НГДУ «Ленинаторскнефть» «За нефть» и юбилейный субпортал как средство формирования корпоративного духа и организационной культуры предприятия, а следовательно действенный инструмент управления персоналом.

Базовым исследованием является анкетирование работников НГДУ «Ленинаторскнефть», проведенное в мае 2015 года. Цель анкетирования – изучить потребности и интересы аудитории, определить отношение коллектива к газете и юбилейному субпорталу НГДУ, выявить степень заинтересованности респондентов в наличии корпоративных массовых информационных средствах и зону их влияния.

2015 год насыщен событиями. В мае мы отметили 70-летие Великой Победы, готовимся отметить 70-летие нашего родного НГДУ, 60 лет исполняется городу Ленинаторску. В рамках подготовки к этим юбилеям коллектив нашего управления ведёт огромную работу. В газете «За нефть» материалы, посвящённые этим датам, начали публиковаться уже в 2013 году. Традицией нашей газеты являются выпуски цеховых спецномеров. И в юбилейный год для НГДУ «Ленинаторскнефть» каждый цех принял активное участие в творческом конкурсе на лучший спецвыпуск газеты «За нефть».

НГДУ «Ленинаторскнефть» во всём идёт в ногу со временем. С ноября 2014 года запущен юбилейный субпортал НГДУ «Ленинаторскнефть». На сайте отражена многогранная деятельность НГДУ «Ленинаторскнефть»: его структура, производство, люди, судьбы, большие дела, благодаря которым наша жизнь день ото дня становится лучше.

При помощи проведенного анкетирования нам удалось выяснить, что 75 % опрошенных нами работников НГДУ «Ленинаторскнефть» с удовольствием читают «За нефть», 36% - периодически просматривают юбилейный субпортал, а 48% респондентов, являются постоянными его посетителями. 83 % - считают газету трудового коллектива НГДУ «Ленинаторскнефть» «За нефть» необходимой. В необходимости юбилейного субпортала уверены 68 % опрошенных. Это убедительно доказывают результаты ответов

на первый, третий, четырнадцатый и пятнадцатый вопросы. Следовательно, большинство опрошенных с удовольствием читают и посещают субпортал, а также считают необходимым их периодическое издание. Проанализировав ответы на второй вопрос, мы выяснили, что 65 % респондентов заинтересованы в получении информации через газету. По мнению респондентов, газета несёт полезную информацию, благодаря которой сотрудники всегда в курсе основных событий компании. На вопросы, помогают ли газета «За нефть» и юбилейный субпортал молодежи быстрее адаптироваться в коллективе: 69% ответили, что помогает газета, 64 % - субпортал. Это видно по ответам на вопросы 5 и 17. Также мы выяснили, что 79% респондентов считают, что газета и субпортал НГДУ «Ленинаторскнефть» информируют, стимулируют, помогают ощутить себя частью коллектива и вселяют гордость за родное предприятие. Становится ясно, что газета и субпортал помогают решить такую проблему как низкая информативность работников, улучшая тем самым внутренние коммуникации. Читая газету «За нефть» и просматривая субпортал, сотрудники узнают, чем живет управление, каковы перспективы и планы развития предприятия. Проведенное анкетирование показало, что газета трудового коллектива «За нефть» и субпортал актуальны и востребованы. Они являются проводником корпоративной культуры и патриотизма, укрепляют чувства «общей семьи», мотивируют к труду и профессиональному росту, поддерживают обратную связь. Они объединяют сотрудников в единое целое, показывают, что у нас много общего, играют немаловажную роль в работе с персоналом, повышают производительность труда и лояльность к организации. Не зря в коллективе НГДУ «Ленинаторскнефть» с богатыми традициями, с устоявшимися нормами и правилами поведения уже достаточно долго существует газета трудового коллектива. Именно постоянная целенаправленная работа с персоналом предопределяет успех формирования корпоративной культуры. Даже самые современные структуры, великолепные организационные проекты, грамотно выполненные должностные инструкции и положения – все это останется на бумаге, если не станет образом мышления и базой корпоративного духа и организационной культуры предприятия, а, следовательно, действенный инструмент управления персоналом.

И на сегодняшний день газета, и субпортал - весьма действенное, эффективное объединяющее и информирующее средство, дающее каждому возможность почувствовать свою принадлежность к родному «дому» под названием НГДУ «Ленинаторскнефть».

Повышение производительности труда в отделе бухгалтерского учета и отчетности ООО «ТаграС-РемСервис»

П.С. Маркелова (ООО «ТаграС-РемСервис»)

В новой экономике России и современной экономической ситуации компании предпринимают действия для сохранения конкурентных позиций и повышения эффективности производства. В цене оказанной услуги или конечного продукта отображены все затраты предприятия, поэтому чем эффективнее работа не только производственных, но и непроизводственных подразделений, тем выше возможность повышения конкурентных преимуществ компании.

Бухгалтерская служба оказывает услуги непроизводственного характера, но столь необходимые для функционирования компании и принятия управленческих решений. Процесс оптимизации численности бухгалтерского отдела начался с 2010 года: момента централизации бухгалтерских услуг и перехода на инсорсинговое обслуживание дочерних компаний. За 5 лет количество бухгалтеров уменьшилось с 71 до 43 человека, при увеличении оказываемых услуг и объема документооборота.

В процессе централизации бухгалтеры были сгруппированы в отделы по семи направлениям деятельности, что позволило отказаться от вакантных мест и перейти к единым методам ведения бухгалтерского учета в дочерних компаниях. С сентября 2013 года в 3-х обществах была внедрена единая детализированная структура вспомогательного производства, которая позволила анализировать затраты по 1 участку в разрезе 3-х обществ.

Сохранение эффективности бухгалтерского учетного процесса с меньшим количеством работников удалось достичь так же благодаря перераспределению обязанностей. В данный процесс вовлечены работники Обществ в целях повышения эффективности управления активами и затратами и точного отображения факта хозяйственной деятельности.

Внедрение автоматизированных процессов решило проблемы с дублированием функций, обеспечило точность при передаче информации между базами разных компаний, сократило время на ввод и анализ информационных данных, уменьшив время работы на 1845 часов в год.

За 5 лет стоимость услуг бухгалтерской службы не возросла, с учетом приведенной стоимости услуг бухгалтерского обслуживания за 2015 год с количеством работников за 2010 год, сокращение затрат составило 24 млн. руб. по всей группе компаний ООО «ТаграС-РемСервис».

Благодаря перечисленным мероприятиям и постановке новых задач в отделах бухгалтерской службы сформированы малые группы, в которых выделяется специальное время для поиска улучшений через проекты и инструменты бережливого производства.

Создание комфортных условий для интенсификации рационализаторской и изобретательской деятельности

Л.М. Барина (ТГРУ ПАО "Татнефть")

Одной из главных составляющих поддержания конкурентоспособности предприятия является постоянное совершенствование всех его процессов и структур управления. Совершенствование производства через внедрение инноваций в немалой степени обуславливается творческим потенциалом его специалистов, техническими достижениями, способностью к применению на практике ценных знаний и опыта квалифицированных сотрудников, состояние рационализаторской деятельности.

ПАО «Татнефть» заняло первое место среди мировых инноваторов в рейтинге Thomson Reuters. Наша Компания стоит на первом месте в списке лучших европейских инновационных компаний в сфере геологоразведки (нефть и газ). Полученная акционерным обществом высокая оценка инновационной деятельности является результатом масштабной работы всех служб, направленной на повышение эффективности производства, защиты интеллектуальной собственности, укрепление деловой репутации и информационной открытости.

Специалисты Компании успешно участвуют в федеральных и республиканских конкурсах. Сохранение и приумножение традиций новаторства, их эффективное развитие в условиях рыночной экономики из года в год позволяют Компании завоевывать высокие награды в престижных конкурсах.

От изобретательской и рационализаторской деятельности работников «Татнефти» в 2014 году получен значительный эффект. Только за прошедший год 10017 авторов Компании внедрили 15123 рационализаторских предложения, изобретения и полезных модели.

Наше управление активно подключилось к этому очень важному процессу.

На первом этапе была установлена строгая регламентация процессов рационализации. Во второй половине 2014 года разработано и введено в действие собственное «Временное положение по мотивации персонала за подачу предложений по внедрению системы бережливого производства (кайдзен-предложения)».

Положение введено с целью мотивации работников к подаче предложений технических улучшений, позволяющих сократить производственные потери и издержки; по улучшению рабочего места, мест общего пользования, с извлечением положительного эффекта без значительных капитальных затрат при внедрении инструментов бережливого производства в управлении. Обязательным условием поданного предложения должно быть соблюдение правил и требований промышленной безопасности и охраны труда на рабочих местах.

Для оценки и принятия решения о перспективности поданных предложений в каждом структурном подразделении распоряжением начальника отдела (НПЦ, блок) создана рабочая группа, которая по мере поступления предложений рассматривает их и принимает решения о возможности реализации. За общую организацию работ с предложениями отвечает ответственный по направлению.

Используя основополагающие положения теории мотивации, определены основные моральные и материальные факторы стимулирования творческой активности работников. В качестве материального фактора был выбран размер вознаграждения и его справедливость.

За каждое применимое на практике предложение по улучшению производственного процесса, снижению потерь рабочего времени работнику выплачивается премия в размере 100 рублей. Для премирования работников, подавших предложения, структурные подразделения представляют в ООТиЗП раппорт не позднее 30 числа текущего месяца.

Ежеквартально подводятся итоги среди звеньев, бригад, индивидуальных рабочих мест управления по количеству поданных предложений. Работники, занявшие 1 место, награждаются денежной премией в размере 3000 рублей, линейный руководитель - в размере 10% от установленного оклада; занявшие 2 место, награждаются денежной премией в размере 2000 рублей, линейный руководитель - в размере 7,5% от установленного оклада; занявшие 3 место, награждаются денежной премией в размере 1000 рублей, линейный руководитель - в размере 5% от установленного оклада. Руководство управления может дополнительно поощрить специалистов рабочих групп, принявших активное участие во внедрении предложений.

Говоря об итогах развития рационализаторской деятельности в нашей организации, можно отметить, что за последний год существенно увеличилось количество поданных кайдзен-предложений (второе полугодие 2014 года – 19, 5 месяцев 2015 года – 21), часть из которых уже переоформлены в рационализаторские. И это еще только начальный этап.

Обязательным условием в этой работе должна стать постоянная активная пропаганда важности рационализации. Важно, чтобы эта пропагандистская и информационная работа носила системный характер, информация вовремя доносилась и

обновлялась. Ответственными за это необходимо назначить руководителей всех структурных подразделений предприятия.

Внедрение объективных эффективных инструментов повышения мотивации молодых сотрудников

Е.В. Лобанова (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В условиях формирования новых механизмов хозяйствования, ориентированных на рыночную экономику, перед промышленными предприятиями встаёт необходимость работать по-новому, считаясь с законами и требованиями рынка, овладевая новым типом экономического поведения, приспосабливая все стороны производственной деятельности к меняющейся ситуации. В связи с этим возрастает вклад каждого работника в конечные результаты деятельности предприятия. В последние годы, в российских, в том числе и нефтегазодобывающих компаниях, все большее применение находит комплексный подход к повышению деятельности и развитию сотрудников, от которых в свою очередь во многом зависит эффективность работы предприятия в целом.

Одна из главных задач для предприятий различных форм собственности – поиск эффективных способов управления трудом, обеспечивающих активизацию человеческого фактора. Решающим причинным фактором результативности деятельности людей является их мотивация. Для управления трудом на основе мотивации необходимы такие предпосылки, как выявление склонностей и интересов работника с учетом его персональных и профессиональных способностей, определение мотивационных возможностей и альтернатив в коллективе и для конкретного лица.

К своим сотрудникам ПАО "Татнефть" предъявляет серьезные требования: высокий уровень образования, знание новых технологий и обязательно понимание своей роли в достижении общих целей. Компания связывает свое будущее с молодыми специалистами, готовыми вложить свои силы, способности и устремления. Поэтому важным элементом Политики управления персоналом Компании является работа с молодежью.

Наша организация попыталась взять самое лучшее из опыта предыдущих поколений и современных разработок по оценке персонала и создала такой инструмент управления мотивацией работников как «Модульно-рейтинговая система (МРС)». Также, с целью выявления, поддержки высокопрофессиональных и талантливых молодых работников, добившихся наилучших результатов деятельности и повышения их роли в выполнении, производственных и научно-исследовательских задач в 2013 году разработаны и внедрены

«Положение о стимулировании молодых работников ТГРУ ПАО "Татнефть" и «Положение о конкурсе «Лучшее структурное подразделение по работе с молодежью».

Основными критериями оценки деятельности молодых работников являются достижения и участие в мероприятиях по различным сферам деятельности.

По каждому оценочному критерию присваиваются баллы. Оценка деятельности молодого работника проводится суммированием баллов, полученных им по каждой позиции. Сотрудники, набравшие максимальное количество баллов по разработанным оценочным критериям в каждой номинации, признаются победителями и награждаются дипломами и единовременным вознаграждением. Их кандидатуры представляются руководителями подразделений к повышению категории или должностного оклада в течение года, следующего за годом подведения итогов.

Основные результаты. Несмотря на кажущуюся простоту внедренных инструментов, можно отметить, что, активность по всем направлениям молодых специалистов увеличилась в несколько раз (таблица), их достижения стали публичными, часть наиболее деятельных работников стали кандидатами в кадровый резерв. Особенно это касается научной и рационализаторской деятельности. Существенно увеличилось количество докладов, подаваемых на семинары ЦСМС и ежегодную молодежную научно-практическую конференцию ПАО "Татнефть", рационализаторских предложений. Многие молодые работники участвуют в региональных, всероссийских и международных конференциях и семинарах. Некоторые работники заинтересованы в своем движении вперед, стремятся к повышению своего профессионального уровня и многие из них обучаются в аспирантуре и являются соискателями наук.

Изменения ключевых показателей научной деятельности молодых работников

<i>Показатели</i>	<i>Годы</i>				
	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>
Количество молодых работников	112	114	114	118	184
Количество работ, поданных на семинары ЦСМС	7	9	15	31	36
Количество семинаров, в которых молодые работники приняли участие с докладами	3	6	5	10	12
Количество работ, поданных на ежегодную молодежную научно-практическую конференцию ПАО "Татнефть"	11	16	28	36	42
Количество опубликованных статей	33	13	16	26	30
Количество рационализаторских предложений	2	1	1	1	2

Разработанные и внедренные инструменты повышения мотивации в дальнейшем будут способствовать усилению заинтересованности молодого поколения в поиске новых научно-технических решений в области профессиональной деятельности и развитию трудовой и творческой активности.

Применение системы 5С на УАЗ-39094 для оптимизации работы бригады РЦАП

Н.Ф. Миназов (ООО «ТатАвтоматизация»)

Текущая ситуация

Бережливое производство повсеместно признается как наиболее действенный и надежный путь к повышению эффективности деятельности предприятий, направленный на совершенствование производственных и управленческих процессов, увеличение производительности труда, улучшение качества продукции и услуг, сокращение всех видов потерь.

Основные проблемы и решение

Последние полгода проходят для Альметьевского участка под знаком преобразований: модернизация и внедрение системы «Бережливое производства», которая серьезно изменила деятельность сервисных служб и привела к росту его производительности. В связи с тем, что бригады РЦАП по заявкам заказчика передвигаются на автомобилях УАЗ, было решено о модернизации именно данного типа автомобиля. За модернизацию взяли УАЗ модели «39094-он же «фермер» бригады ГТМ.

Идеи и модернизация были нацелены на достижение максимальной эффективности от работы бригады. Провели анализ существующих проблем во время подготовки к выполнению производственного задания. Для определения и сокращения потерь были организованы совместные выезды на объекты и проведено картирование.

Схема

Учитывая все пожелания слесарей КИПиА, идеи инженеров, и правила/инструкции/памятки для водителей ООО "Татспецтранспорт", а так же возможности осуществления идей был составлен список на внедрение в автомобиль необходимых вещей.

1. В первую очередь, требовалось оснастить автомобиль видеорегистратором для осуществления контроля над бригадой. Было выбрано место и оборудован штекер прикуривателя для видеорегистратора, который необходим по 5С.

2. Проведена шумоизоляция кузова и дверей спец.материалом, так же проведена шумоизоляция крышки двигателя для уменьшения шума во время движения в салоне.

3. Был установлен раскладной столик в салон, для введения записей или работы ноутбуком на объекте.

4. Уставили лотки для бумаг карт с нефтяными объектами, так же в салоне были вывешены все необходимые наклейки, которые следует вешать по требованию техники безопасности.

5. В кузов был смонтирован стеллаж с необходимыми полками, предварительно учтя размеренность сварочного аппарата, ящиков с инструментами и генератора.

6. Был оборудован ящиками с заранее подготовленными ячейками внутри, под конкретно определенный тип счетчика жидкости ТОР или СКЖ и ЭКМ или датчика давления.

7. Кузов был обшит, проведено освещение и вывешен светодиодный плафон со включателем.

8. Был изготовлен специальный барабан для сбора кабелей, которые бригада ГТМ каждый день забирают со склада десятками метров.

9. Одним из пожеланий бригад – это было после проведенных работ на нефтяном объекте отсутствовало возможность мытья рук. В связи с этим в кузове был смонтирован маленький переносной умывальник, который обеспечивает бригаду элементарной гигиеной в «полевых» условиях.

Результат.

Так же учитывалась и специфика работ бригады ГТМ. Так как занимаются непосредственно на объекте сборкой комплектующих для гибкого монтажа из полиамида, для того чтобы не возить дополнительный стол было придумано следующее: на заднюю крышку кузова был заварен цепь и крючок, тем самым во время сборки крышку закрепив цепью бригада может использовать как стол, а учитывая погодные условия солнечный зной или осадки, есть возможность установки плащевую крышу на двух стойках, которые легко монтируются и демонтируются.

Экономический эффект

Результатом внедрения элементов Бережливого производства в сервисной службе ГТМ стало сокращение времени на поиск необходимого инструмента и ЗИП, то есть 172,9 часа в год. на каждого работника бригады, что позволило эффективнее распределять рабочее время на выполнение производственных заданий. Экономический эффект от внедрения составил 1104 тыс.рублей.

Проектное управление и система мотивации участников проектных команд на примере НГДУ «Елховнефть»

С.В. Симонов, А.М. Степанова (НГДУ «Елховнефть»)

Проектное управление – это управление важными видами деятельности в организации, которые требуют постоянного руководства в условиях строгих ограничений по затратам, срокам и качеству работ.

Специалистами НГДУ было разработано положение о мотивации участников команды проекта. Данный документ подразумевает собой инструмент стимулирования и мотивации участников проектных групп.

Мотивация сотрудников выражена в своевременном и качественном выполнении проектов, а также в достижении промежуточных результатов их выполнения.

Реализация проектов состоит из следующих этапов:

1. Инициализация
2. Планирование
3. Реализация
4. Завершение

Инициализация предполагает проведение анализа и разработки проектного задания руководителем проектной группы. После согласования этапа инициализации определяются участники проекта, объемы и ресурсы, необходимые для реализации проекта.

После разработки плана проекта наступает стадия реализации проекта, в ходе которой проводятся мероприятия по улучшению начальных показателей проекта проводятся корректировки к ходу выполняемых работ.

По завершению проекта в установленный срок проект согласовывается и участвует в рейтинге за лучший проект. Проект оценивается по бальной системе, оценка включает в себя своевременность выполнения проекта, качество выполнения проекта, соответствие целям проекта, рост производственной эффективности, снижение экономических затрат, оптимизация временных издержек.

Оценка проводится для участников проектных групп цехов и отделов.

Участники проекта, получившие самую высокую оценку, поощряются материально в размере фиксированной премии, соответствующих занятым призовым местам соответственно.

**Проведение адаптационных курсов для студентов АГНИ и молодых работников
ПАО "Татнефть" с использованием технико-экономического тренажера
«Энергоэффективная нефтедобыча»**

А.А. Патрикеев (НИС ПАО "Татнефть")

Одна из самых первостепенных и едва ли не самая сложная задача для молодого специалиста, только окончившего вуз, — быстро и органично влиться в сложившийся коллектив предприятия. С этой целью в ПАО "Татнефть" уже не первый год проводятся различные мероприятия: ШУП, тренинги, конференции и т.д. Но помимо общего знакомства с предприятием очень важно, чтобы сотрудники и студенты имели максимально полное представление о том, как работает нефтяная компания.

С этой целью в 2014 году был впервые организован первый адаптационный курс для молодых работников НГДУ.

Цели курса:

- тренировка навыков и знаний сотрудников в области технологий нефтедобычи, экономики и управления предприятием, а также повышением энергоэффективности добычи нефти;

- выстраивание командной работы и значимости ролей специалистов при достижении единой цели;

- выявление специалистов с высоким уровнем компетентности в знании технологии нефтедобычи, экономики и управления предприятием;

- повышение интереса к саморазвитию в области знании технологий нефтедобычи, экономики и управления предприятием;

- воспитание энергоэффективного общества;

- обучение молодых специалистов, в том числе развитие системного мышления и комплексного понимания процесса нефтедобычи, а также понимания влияния реализации мероприятий по ресурсосбережению на экономику предприятия.

Тренажер рассчитан на проведение командных соревнований, формирующихся из специалистов различных направлений деятельности Компании.

Система представляет собой тренинг разработки нефтяного месторождения. Целью тренинга является при минимальных затратах добыть и реализовать максимальное количество нефти.

Система охватывает технологическую цепочку процесса разработки нефтяного месторождения, охватывая различные направления деятельности нефтяного бизнеса. Для представления различных аспектов процесса нефтедобычи в тренажере предусмотрены

следующие роли, соответствующие реальным специальностям в нефтедобывающей отрасли: геолог, технолог добычи, технолог ППД, технолог подготовки, энергетик, механик, экономист.

Целевая аудитория применения тренажера — молодые специалисты ПАО "Татнефть", учащиеся старших курсов высших учебных заведений.

В период с 12 августа по 12 сентября 2014 года было проведен адаптационный курс командного обучения для молодых специалистов НГДУ ПАО "Татнефть" с применением тренажера «Энергоэффективная нефтедобыча».

В курсе приняли участие более ста молодых специалистов Компании, сформировавшие 24 команды. Для прохождения курса каждой команде выделялось 40 часов. Место, время и формат прохождения курса (iPad- или web-версия) определялись командами. На совещании, организованном после окончания адаптационного курса, были подведены итоги. От молодых специалистов получены положительные отзывы о тренажере и высказана заинтересованность в организации подобных мероприятий на регулярной основе.

Наилучших результатов добились команды НГДУ «Альметьевнефть», «Елховнефть» и «Ямашнефть».

Адаптационный курс на основе технико-экономического тренажера «Энергоэффективная нефтедобыча», проведенный в 2014 году, было решено продолжить. В этом году помимо сотрудников НГДУ было решено привлечь к участию в курсе студентов АГНИ. Проведение адаптационного курса в 2015 году запланировано на четвертый квартал.

Разработка матрицы компетенций для операторов по добыче нефти и газа

Л.Р. Фирстова, А.М. Хазиева (НГДУ «Елховнефть»)

На сегодняшний день, одним из актуальнейших вопросов на каждом предприятии является повышение производительности труда. Для выполнения этой задачи необходимо иметь четкое представление о том, что каждый сотрудник должен уметь делать, какими знаниями и практическими навыками обладать, чтобы успешно выполнять свои функции. Одним из способов решения этой задачи является разработка компетенций работников и их визуализация.

Визуализация компетенций работников позволит решить задачи упрощения принятия кадровых решений, даст актуальную информацию о квалификации, а также, станет мотивирующим фактором для самих работников.

Актуальным инструментом визуализации компетенций является матрица компетенций, в которой отображается набор компетенций для конкретных должностей, необходимый уровень компетенции для успешного выполнения функционала данной должности и достигнутый уровень компетенций каждого работника. Важно понимать, что для каждой должности, даже в формате одного отдела или подразделения, важны свои определенные компетенции. Матрица позволяет сравнить уровень компетенций работников и понять на сколько готов сотрудник работать на данной должности, выявить несоответствия предъявляемых требований и адресно проводить работу по достижению работником необходимого уровня.

Для разработки матрицы компетенций нами была выбрана профессия оператор по добыче нефти и газа, т.к. данная профессия является основной для нефтегазодобывающего управления. Для составления матрицы компетенций нами были определены ключевые компетенции, которые позволяют акцентировать внимание на наиболее значимых моментах деятельности оператора. При определении компетенций мы использовали структуру профилей должностей, которые были разработаны специалистами Energy Consulting и профессиональный стандарт оператора по добычи нефти и газа. В итоге были определены следующие компетенции: Образование;

- Стаж работы;
- Обучение; (Важно оценивать наличие у работника обученности и допусков, для определения необходимости направления на курсы и ротации операторов).
- Рационализация;
- Корпоративные требования; (Данные требования являются индикатором климата в бригаде, отношения работника к своей работе).
- Технологическое сопровождение и обслуживание техники и оборудования;
- Поддержание технологического процесса добычи нефти и газа; (Данные компетенции является ключевыми для оператора по добыче нефти и газа, так как отражает непосредственное выполнение трудовых функций, а также прописаны профессиональным стандартом по профессии)
- Наставничество и организация работ. (Данная компетенция позволяет оценить работника как профессионала своего дела, способного обучать и наставлять молодых операторов).

Следующим этапом является составление шкалы оценки. Это очень важный этап, так как исходя из четкости и конкретности формулировок, описанных в шкале будет оцениваться персонал и приниматься кадровые решения. За основу нашей шкалы была

взята шкала, разработанная Energy Consulting для оценки и заполнения профиля работника с целью единства процедуры оценки в НГДУ.

После определения компетенций и шкалы оценки, мы разработали анкету для оценки работников. Для проведения исследования нами была выбрана бригада № 1 цеха по добыче нефти и газа №3. Анкеты заполняли начальник цеха, заместитель начальника цеха, мастер по добыче нефти и газа. По заполненным анкетам были определены значения, которое в виде определенного символа было внесено в матрицу. Основным плюсом такой матрицы является ее наглядность. Матрица компетенций также содержит информацию о целевом уровне компетенции, то есть это тот уровень развития компетенции, который необходим для выполнения рабочих функций.

Правильно разработанная матрица компетенций – это надежная основа для эффективного построения всех систем управления персоналом компании с целью максимально полного и эффективного использования профессионального потенциала ее работников. Матрица компетенций даст актуальную информацию о квалификации работников, позволит учитывать индивидуальные особенности работника для дальнейшего развития персонала, выдвижения их в кадровый резерв и принятия кадровых решений о повышении разряда и ротации. Также, наглядное сравнение своего уровня компетенции с уровнем других членов бригады является мотивирующим фактором повышения заинтересованности работника в развитии своих знаний и навыков, и как следствие, повышение эффективности труда.

Разработка матрицы обучения работников цеха по добыче сверхвязкой нефти

К.В. Яковлева, Е.Ю. Кузнецова (НГДУ «Ямашнефть»)

Сегодня обучение персонала является важнейшим направлением в деятельности работы отдела кадров и предприятия в целом. Для успешной организации процесса обучения необходимо его систематизировать, используя, в том числе методы бережливого производства, например, проведение картирования обучения.

Целью работы является разработка программы обучения для работников создаваемого цеха по добыче сверхвязкой нефти. Наша задача - оптимизация затрат, продолжительности и видов обучения. Для этого мы разработали единую карту обучения (матрицу). Она позволяет усилить контроль за обучением работников, с учетом требований рабочего места, что в свою очередь позволяет оптимизировать затраты и сроки обучения.

Нами для реализации данного проекта был произведен анализ необходимого обучения всех профессий, вакансий (РСС, рабочих) по основной профессии, смежным профессиям и курсам целевого назначения, принимаемым в цех по добыче сверхвязкой нефти.

На основании собранных данных была составлена единая матрица обучения. В которой по каждой бригаде, для каждого работника по всем видам курсов будут указаны:

- штатная единица;

- наименование профессии (новая подготовка, смежная профессия, курсы целевого назначения);

- стоимость обучения 1 работника (руб.);

- продолжительность обучения (раб.дни).

Для разработки матрицы обучения совместно со специалистами НОУ «ЦПК-Татнефть» были проанализированы и определены необходимые виды обучения и его продолжительность.

При разработке программы обучения были произведены многочисленные расчеты. Формировались затраты на обучение в целом, а также затраты на командировочные расходы. В том числе, были произведены расчеты трудоустройства персонала на работу.

В ходе работы было выявлено, что такой документ упростил бы процесс подбора работника при кадровых перемещениях, сэкономил бы затраты на обучение и сократил бы время укомплектования персонала.

Матрица обучения позволяет визуализировать сроки обучения и их стоимость, что помогает нам контролировать обученность всего персонала.

В ходе работы было выявлено, что матрица обучения упрощает процесс приема работника, планирует затраты на обучение и сокращает время укомплектования персонала. Также она позволяет конкретизировать программу обучения работников и формировать годовой бюджет на обучение.

Проделана большая работа, при создании нового проекта, в которой была предоставлена матрица обучения работников цеха по добыче сверхвязкой нефти. В дальнейшем планируется расширить информационную базу матрицы, добавив срок истечения удостоверений работника, а также вывести ее на автоматизированный режим работы.

Разработанная матрица является эффективным инструментом контроля планируемых затрат и процесса обучения сотрудников, а также обеспечивает прозрачный контроль над обучением персонала, и не требует больших временных затрат.

Оценка компетенций персонала в УК ООО «ТМС групп»

Л.Д. Файзуллина (УК ООО «ТМС групп»)

Компетенция - базовое качество сотрудника, способность эффективно исполнять задания в рабочих ситуациях. Базовое качество означает, что компетенция является очень глубоко лежащей и устойчивой частью личности. Обладание той или иной компетенцией предопределяет или вызывает определенное поведение и исполнение.

Оценка компетенций кандидатов может осуществляться при помощи различных методов. По результатам мировых исследований точность некоторых из них составила: рекомендации – 23%, современные личностные тесты – 38%, биографические данные – 39%, интервью по поведенческим примерам (ИПП) – 61%, центры оценки – 65% и т.п.

Правильно проведенное интервью по получению поведенческих примеров (ИПП), можно использовать как инструмент оценки индивидуальных компетенций. Основой подхода, основанного на компетенциях, является то, что сказанное или подуманное людьми в отношении их мотивов или навыков не заслуживает доверия. Верить можно только их реальным действиям в самых критических (значимых) ситуациях, с которыми приходится сталкиваться. Цель ИПП метода – за тем, что, по словам людей, они якобы делают, найти то, что они действительно делают. Этого можно достичь, попросив людей описать их реальное поведение в конкретных ситуациях.

Служба оценки компетенций в УК ООО «ТМС групп» создана в 2010 г. по инициативе руководства с целью выполнения заявок отдела кадров по оценке персонала для эффективного управления человеческими ресурсами - объективной оценки персонала при приеме и кадровых перестановках, прогнозирования наилучшего исполнения работы, а также определения эффективности деятельности сотрудников компании. Служба является обособленной и подчиняется заместителю директора УК по организационному развитию. С отделом кадров сотрудничает по форме «заказчик-исполнитель».

Интервью проводится двумя интервьюерами для исключения субъективной оценки. Полученные в ходе интервью данные анализируются и кодируются, результаты вносятся в электронную базу, после чего происходит формирование отчета по запросу заказчика. Трудозатраты на полный цикл проведения и оценки одного интервью составляют около 11 чел./часов.

Обратная связь по результатам ИПП службой оценки компетенций предоставляется только заказчику, при этом интервью проводится один раз. При рассмотрении сотрудника на должность, отличающуюся от первоначального запроса повторное проведение интервью не требуется, результаты ИПП можно наложить на любую построенную модель.

Модели компетенций применяются: при подборе персонала (ключевая задача модели компетенций — устанавливать требуемые для реализации стратегии стандарты к сотрудникам); в процессе ежегодной аттестации персонала - модель используется, как идеальная основа — план, с которым сравнивают «факт»; при формировании кадрового резерва - план обучения будет четко разрабатываться под установленные требования. На сегодняшний день в УК ООО «ТМС групп» разработаны и действуют 10 ключевых моделей компетенций.

На сегодняшний день, работниками службы оценки компетенций проведено более 1500 интервью. За период 2012-14 годов была получена обратная связь от заказчиков 566 интервью, из них:

- 440 сотрудников компании, прошедших оценку: 132 работника опрошены в рамках проектов и построения моделей, 308 работников по заявкам заказчика;

- 126 кандидатов на прием в компанию, прошедших ИПП, из них 71 по результатам ИПП приняты на работу, 68 - работают до настоящего времени.

Спустя полгода после проведения интервью, работники, прошедшие оценку по заявкам и показавшие лучшие и средние результаты, получили следующие кадровые движения: 85 человек- повышение по должности, 43 человека - повышение разряда, 130 - включены в кадровый резерв, 19 человек- линейный перевод (на аналогичную должность, без изменения размера оплаты труда). 22 человека, проявившие результат оценки компетенций ниже среднего, уволились в течении 6 месяцев после проведения оценки. Таким образом, можно сделать вывод о том, что работники, принятые по результатам проведенной оценки, эффективны в своей должности, больше, чем работники, принятые без проведения оценки компетенций. Также необходимо отметить, что по мнению заказчика, принятые управленческие решения по результатам оценки компетенций работников, оказались наиболее верными и принесли большой эффект в компанию. Сотрудники, показавшие лучшие результаты оценки компетенций впоследствии в работе достигают поставленные задачи руководства и реализовывают высокоэффективные проекты-улучшения. Экономический эффект от внедрения системы оценки компетенций составил 301 594 тыс.руб. в год на прием одного РСС.

Совершенствование системы оценки персонала

Д.В. Стеняшин (НГДУ «Альметьевнефть»)

Для повышения эффективности работ в ЦПРС необходимо было пересмотреть существующую систему мотивации, разработать и внедрить новые методы, которые

позволили бы без приложения дополнительных усилий оценивать эффективность работы каждого специалиста. В результате было принято решение о внедрении системы оплаты труда на основе ключевых показателей эффективности (KPI) для каждого из участников, которая позволяет поставить переменную часть зарплаты – бонусы и премии в зависимость от результатов работы самого сотрудника или всей компании в целом.

В рамках внедрения проекта по разработке оценки персонала в ноябре 2014 года ряд специалистов НГДУ прошли обучение по технологии разработки KPI для специалистов разных направлений деятельности. KPI это не только метод оценки персонала, но и инструмент позволяющий укреплять системы материальной мотивации, транслировать сотрудникам цели и приоритеты компании, без приложения дополнительных усилий оценивать эффективность работы всей компании, оперативно выявлять сбои и устранять их.

В основе разработки KPI лежат стратегические цели компании и ключевые бизнес-процессы, происходящие в ней. Для разработки эффективной системы на первом этапе определены четыре направления:

Первое это разработка стратегии – формирование «стратегических карт» разработка матрицы ответственности;

Второе – каскадирование стратегии, формирование индивидуальных карт KPI специалистов;

Третье – подведение промежуточных итогов, анализ факторов влияния и корректировка процессов;

Четвертое оценка и премирование специалистов.

Для разработки стратегической карты в области подземного ремонта определена стратегическая цель компании. Это повышение эффективности ремонта скважин за счет увеличения объемов работ и снижение эксплуатационных затрат.

В свою очередь повышение эффективности за счет роста производительности, повышение качества планирования и актуализация существующих руководящих документов. Снижение затрат через оптимизацию в области сервисных услуг и собственных издержек на производство. По каждому из блоков определили свои направления и пути достижения поставленных целей. Остановимся на одном из них, а именно, по повышению производительности определены следующие направления:

1. Повышения качества оказываемых услуг за счет проведения детального анализа с последующей разработкой мероприятий и стандартов.
2. Снижение непроизводительного времени.
3. Оптимизация технологических операций.

4. Применение современной техники и технологии.

На основании стратегической карты была разработана матрица ответственности всех специалистов цеха, курирующих отделов и цехов заказчиков в разрезе каждого направления с определением значимости. Хотелось бы обратить внимание, что в каждом из направлений существует значимая роль специалистов отделов и цехов заказчиков. Это обусловлено тем, что продолжительность ремонта на прямую зависит от планируемого объема технологических операций при формировании и согласовании планов-работ на производство подземного ремонта скважин геолого-технологической службой НГДУ. Таким образом, продолжительность ремонта зависит от деятельности цеха на 50%, в части загруженности мощностей бригад и обеспечение ресурсами (транспорт, материалы и т.д). Это было подтверждено при внедрении методов процессного управления и описании существующих процессов.

В результате обсуждения рабочей группы цеха, в состав которой вошли заместители начальника, технологическая служба, старший механик и старшие мастера, по каждому специалисту технологической службы были выделены направления управляемые специалистом, т.е. те конечный результат которых «напрямую» зависит от деятельности специалиста согласно разработанной матрицы ответственности. По каждому из показателей определены - значимость, критерии оценки и ответственный. По результатам работы в четвертом квартале 2014 года была проведена оценка выполнения установленных индивидуальных показателей. Получены результаты в виде % эффективности специалиста.

Креативные способы защиты интересов компании в суде – как способ увеличить шансы на победу

А.В. Долинин (ОАО «ТАНЕКО»)

В ходе динамично развивающейся экономики Российской Федерации и Республики Татарстан в частности, немногие организации могут похвастаться отсутствием конфликтных ситуаций в отношениях с компаниями партнерами, так как на кону множество заключенных контрактов на миллионы и миллиарды рублей, что в свою очередь ведет к увеличению споров между сторонами.

Не смотря на то, что практически все компании принимают меры для досудебного урегулирования спора, путем обмена письмами, направлениями всевозможных претензий, проведение совещаний, далеко не всем компаниям удается устранить разногласия, минуя рассмотрение возникшего вопроса компании в судебном порядке. И в том случае, если компаниям не удалось разрешить все свои вопросы путем проведения мероприятий по досудебному

урегулирования споров, то рассмотрение данных вопросов переносится под юрисдикцию арбитражного суда или суда общей юрисдикции в зависимости от вида спора и участников спорных отношений.

При рассмотрении предъявленных исковых требований направленных в тот или иной суд для рассмотрения спора по существу, юристам компании, к которой предъявили требования в судебном порядке, предстоит выполнить целый ряд необходимых действий, таких как: установление законности исковых требований компании обратившейся в суд (Истца); обоснованность требований компании истца; подтверждены ли документально предъявленные исковые требования; готова ли компания удовлетворить требования компании истца до рассмотрения дела судом; каковы шансы на выигрыш в суде; на сколько целесообразно вступать в судебные тяжбы, каков в итоге окажется экономический, политический либо иной эффект при рассмотрении дела судом, и т.д.

Необходимо отметить, что от того на сколько качественно будет проведена досудебная работа зависит экономическое благополучие / выгода компании в целом, а в худшем случае «на кон» ставится и существование самой компании т.к. размер предъявленных требований не чем не ограничен и исходом судебного разбирательства может стать вынужденное банкротство Компании. Нужно признать, что готовых решений, которые могли подойти сразу нескольким компаниям не существует в природе и в каждом конкретном случае необходимо рассматривать возникшую ситуацию с самого начала.

Зачастую традиционный подход представления интересов компании в суде заключается в том, что представители компании ограничиваются тем, что представляют в суд документальное подтверждение своих доводов.

Традиционный подход представления интересов компании в суде неоспоримо имеет ряд положительных сторон, однако, несмотря на это, зачастую не достаточно тех документально подтвержденных фактов, которыми оперирует компания в суде. Для того, что бы минимизировать риск проигрыша в суде, каждая компания идет на своеобразные уловки.

В данной работе мы попробуем проанализировать возможные «креативные» способы защиты интересов компании в суде. И так, какие креативные методы защиты интересов компании в суде необходимо добавить к традиционным методам, чтобы увеличить шансы выигрыша в суде.

Для ответа на выше поставленный вопрос необходимо выявить причины которые не дают выиграть дело используя только традиционные методы защиты в суде. Причин может быть множество, но на наш взгляд основных не так уж и много, из них можно выделить основные: 1) Гиперзагруженность судей; 2) Судьи тоже люди и нечто человеческое им не чуждо: Плохое настроение; Отсутствие внимания; Усталость, болезнь и т.д.; 3) Стремление судей оптимизировать свою работу: Электронное правосудие; Аудио-протокол; 4) Желание довести работу до

автоматизма и привычки: Судебный прецедент (сформировавшаяся судебная практика); Судебный запрос; Назначение экспертиз и т.д.

Для того чтобы, должным образом и на высоком уровне противостоять вышеуказанным причинам необходимо «творчески» подойти к вопросу рассмотрения дела. Невозможно в рамках данной работы рассмотреть все возможные методы для увеличения шансов выигрыша, в это связи рассмотрим основные: 1) В первую очередь необходимо убедить суд в том, что ваше дело необычное; 2) Необходимо выделить только основные моменты рассматриваемого вопроса; 3) Иски, отзывы, дополнения и другие документы необходимо предоставлять суду по принципу: «Больше точек, меньше запятых, тире и двоеточий»; 4) Выделение цветом шрифтом ключевых слов, заливка цветом слов, абзацев в документе, распечатка документов на цветной бумаге; 5) Желательно свое выступление в суде дублировать / подтверждать всевозможными картинками, фотографиями, видеозаписями, презентациями. 6) Подготовка судебного решения с оценкой своих же доводов; 7) Дублирование суду ваших доводов в иске, отзыве, правовой позиции по делу, на электронных носителях. 8) Не будет лишним обыграть в суде спорную ситуацию на примере подручных средств. 9) Не один довод контрагента нельзя оставлять без ответа.

Все выше приведенные способы могут помочь привлечь внимание судьи к вашему вопросу, убедить судью в правильности именно Вашей позиции, разбить доводы контрагента, и, в конечном счете, привести вашу компанию к победе, что без сомнений будет являться колоссальным экономически выгодным мероприятием и позволит вывести вашу компанию к новым горизонтам.

Повышение эффективности ключевых владельцев процессов ООО «ТМС-ТрубопроводСервис»

Е.А. Зими́на (УК ООО «ТМС групп»)

Управляющая компания была образована в 2005 г., за этот период топ-менеджментом были внедрены и настроены основные инструменты: бережливое производство, проектное управление, процессное управление, видеорегистрация и др.

Казалось бы, имеется полный набор инструментов, которые способствуют эффективной работе. Работники владеют имеющимися инструментами. Однако цели компании могут быть непрозрачны для сотрудников, что приводит к непониманию сущности задач, которые необходимо выполнить и затрудняет выбор инструмента, помогающего достигнуть необходимый результат. Понимание и сближение целям работодателя и работника - кратчайший путь к повышению эффективности предприятия.

Инструментом, помогающим довести до каждого работника стратегию компании, является каскадирование целей, что помогает ключевому владельцу процесса понять, что лично он должен делать для достижения общей цели.

Руководством ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» - одной из организаций, входящей в состав УК ООО «ТМС групп» - была выявлена проблема – нехватка производственных мощностей для реализации заказа. По результатам мониторинга зафиксирована текущая производительность линии – 300 м/сутки, а потребность заказчика – 1000м/сутки.

С целью анализа текущей ситуации было необходимо организовать мониторинг такта линий, что и было сделано. По данным мониторинга потери, на примере одной из линий, зафиксирован КПД - 50%, следует отметить и низкий уровень эффективности самого персонала. «Очевидные» для всех причины - дефицит квалифицированного персонала и износ оборудования. По результатам анализа мониторинга были определены истинные причины: необученный персонал; отсутствие ТМЦ; несоблюдение технологии; низкое качество; простой оборудования.

Исходя из выявленных причин, выделены ключевые владельцы процессов по направлениям: «Безопасность труда», «Качество», «Технология», «Эффективность цеха», «Персонал», «ТМЦ», «Оборудование», «Транспорт» и др.

Функция ключевых владельцев процессов - обеспечить вывод на эффективность основополагающего процесса, используя имеющиеся инструменты, через определение показателей эффективности, мониторинг, сверку, исполнение целеполагания.

С целью снижения имеющихся потерь в компании использовали инструменты: диспетчеризация; ежедневная сверка потерь по ключевым владельцам процессов; целеполагание по снижению потерь; ключевые показатели эффективности.

Диспетчеризация – инструмент для ежедневного сбора оперативной информации о выполнении заказа и распределения инцидентов по потерям между ключевыми владельцами процессов.

Все возникшие за период инциденты распределяются по имеющимся ключевым владельцам процессов. По результатам сверки на первом месте по количеству потерь – ключевое направление «Качество» по результатам мониторинга одной линии.

На примере ключевого владельца процесса «качество» рассмотрим ключевые показатели эффективности: 1) обеспечить наличие нормативной документации, позволяющая выпуск качественной продукции; 2) обеспечить передачу качественной продукции Заказчику; 3) обеспечить отсутствие несоответствий готовой продукции по причине – «нет стандарта»; 4) выполнить утвержденное целеполагание по потерям.

В случае выполнения вышеперечисленных показателей, заказчик получает качественную продукцию.

В целом по ключевому процессу «Качество» за январь-июль 2014 г. по результатам мониторинга зафиксировано количество потерь – 196,25 ч., что в среднем составляет 140 труб в месяц. По результатам мониторинга и анализа ключевым владельцем процесса был выявлен работник с низким уровнем компетентности по навыку. Ключевым владельцем процесса была подана заявка и проведено обучение работника с низким уровнем компетентности. По результатам обучения произведен повторный мониторинг и зафиксировано снижение расхода полиэтилена при нанесении НПП на Ø89 мм.

По причине «Качество» снижение среднесуточных потерь по данным мониторинга - на 25%. Производительность в ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» увеличилась, а динамика потерь идет на снижение.

Система управления эффективностью персонала описана в разработанном положении «О системе ключевых показателей эффективности деятельности УК ООО «ТМС групп» и управляемых организациях», на которое имеется свидетельство № 45 о регистрации объекта интеллектуальной собственности.

Сдельно-премиальная система оплаты труда буровых бригад в рамках реализации Проекта по разработке Ашальчинского месторождения СВН

Л.Г. Панарина (ТГРУ ПАО "Татнефть")

В последние годы все большую актуальность приобретает проблема вовлечения в промышленную разработку сверхвязкой нефти. В начале 2014 года руководством Компании был утвержден Проект по разработке Ашальчинского месторождения СВН на годовую добычу 800 тыс.тонн с дальнейшей перспективой до 2 млн.тонн. Наше управление было определено генеральным подрядчиком по бурению оценочных скважин. Приоритетным направлением работ, выполняемых в 2014-2016 гг., явилось бурение скважин на Ашальчинском и других месторождениях СВН.

В условиях, когда бурение скважин является частью большой технологической цепочки, скорость бурения, целостность выполнения буровых работ является определяющим фактором. Применение системы учёта, контроля производственного процесса и стимулирования труда за своевременное выполнение поставленной задачи позволяет максимально объективно премировать работников буровых бригад.

Прозрачная и максимально упрощенная схема отражения результатов бурения позволяет как руководству цеха буровых работ, буровым мастерам и, прежде всего

рабочим, участвующим в процессе бурения определить насколько правильно была определена премия и насколько объективно были учтены все заранее оговоренные показатели.

В целях устойчивой и стабильной работы, повышения качества и сокращения сроков бурения скважин вводится сдельно-премиальная форма оплаты труда буровых бригад.

В целях стимулирования выполнения работ по бурению скважин ускоренными темпами устанавливается месячная премия. Размер месячной премии определяется как разница между суммой заработной платы по выполненной скважине от сметной стоимости проведения работ и суммой тарифа (оклада) бригады, утвержденным Решением генерального директора ПАО "Татнефть" с учетом отработанного времени по выполненной скважине, суммой доплат и компенсаций за вредные условия труда, суммой доплат за работу в ночное и вечернее время. Сумма месячной премии распределяется между работниками буровой бригады пропорционально отработанного времени на скважине.

Расчетным путем определяется сумма заработной платы на 1 м. бурения в зависимости от типа бурового станка, вида бурового инструмента (обычный, алмазный), категории скважин (оценочные, гидрогеологические, контрольные), некоторых отдельных видов работ.

Вторым немаловажным моментом является премия за качество бурения скважины, которая выплачивается по всем законченным строительством скважины.

Основным критерием качества бурения оценочных скважин является выход керна по битумному пласту, по перекрывающим и подстилающим пласт породам, без нарушения требований охраны труда и промышленной безопасности, культуры производства и соблюдения принципов бережливого производства:

Простая и открытая система расчета заработной платы каждого работника буровой бригады позволяет каждому работнику практически в уме сделать расчет своей заработной платы.

Информация о показателях работы бригад бурения

Показатели	Ед.изм.	2014 год			отклонение	
		январь	июль	декабрь	+ / -	%
Проходка, всего	м	1100.7	6946	9558,4	8457,7	868,4
в т.ч. с отбором керна	м	324.3	1098,8	2470,6 5	2146,4	761,8
Среднесписочная численность, всего	чел.	69	121	148	79	214,5
в т.ч. буровой мастер	чел.	11	16	18	7	163,6

машинист буровой установки	чел.	46	77	91	45	197,8
водитель	чел.	12	28	39	27	325
Среднемесячная заработная плата (без учета 13-ой з/п)	руб.	34593	37282	40652	6059	117,5
в т.ч. буровой мастер	руб.	38677	45083	46612	7935	120,5
машинист буровой установки	руб.	33821	36096	41114	7293	121,6
водитель	руб.	33810	36087	36823	30313	108,9
Фонд заработной платы (буровых бригад)	тыс.руб	2386,9	4783,7	8383,1	5996,2	351,2

Сдельно-премиальная система оплаты труда имеет ряд положительных сторон – она объединяет усилия всех членов бригады для получения высоких конечных результатов, повышает их ответственность за качество продукции. В этом случае формируется благоприятный психологический климат в коллективе, отношения взаимной поддержки, взаимопомощи, стремление к росту профессиональных знаний, необходимое для обеспечения взаимозаменяемости работников, совмещению профессий, расширению зон обслуживания. Эта форма оплаты труда по конечному результату наилучшим образом решает задачу сочетания индивидуальных и коллективных интересов бригады.

Совершенствование системы управления персоналом. Мотивация – как важнейший элемент управления персоналом.

А.Ю. Флегентов (ООО «Татнефть-АЗС Центр»)

Целью данной работы является повышение эффективности работы и усилению материальной заинтересованности работников в достижении поставленных перед ним задач с наилучшими качественными и количественными показателями.

В настоящее время в рамках положения о коэффициенте трудового участия рабочего персонала (КТУ), установление коэффициента не в полной мере отражают ключевые показатели предприятия и способности сотрудников.

Работники, входящие в состав одной службы могут работать с различной отдачей: в разной мере проявлять свои способности, инициативу, настойчивость, самостоятельность, выполнять работы, выходящие за рамки обычных функций.

Рассмотрев существующую систему определения КТУ, выявлено, что она не отражает все стороны трудовой деятельности коллектива. В сложившейся обстановке для более эффективного стимулирования работников необходимо внести определенные показатели повышающие и понижающие рейтинг сотрудника. Под мотивацией повышения рейтинга понимается стремление работника удовлетворить потребности посредством трудовой деятельности.

Для решения проблемы разработана балльная система для отражения положительных и отрицательных моментов трудовой деятельности, что позволит дифференцированно оценить работу каждого сотрудника и мотивировать на получение более высоких результатов. Шкала баллов (рисунок 2) была разработана путем исследования фактических данных, охватывающих все стороны деятельности АЗС, ее max и min значения.

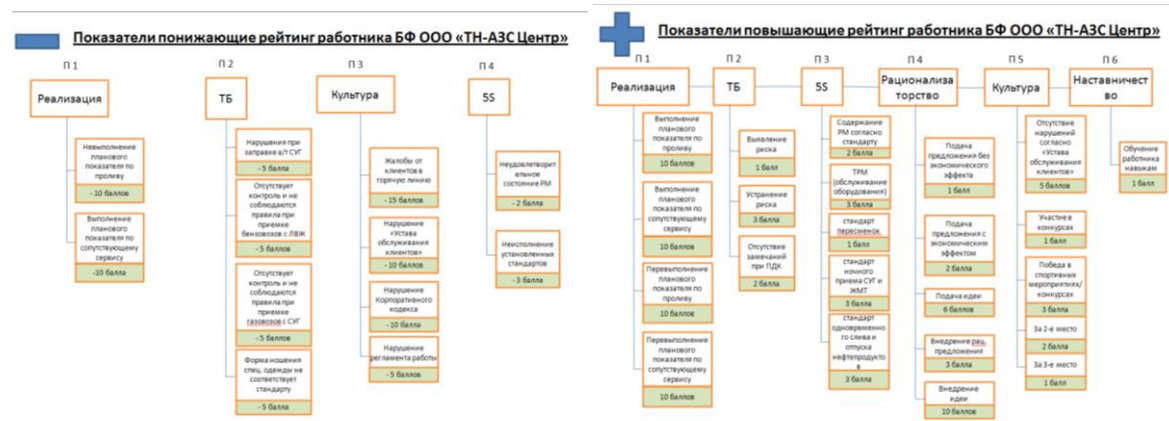


Рисунок 1. Шкала баллов

Необходимо отметить, что одним из наиболее действенных аспектов в системе мотивации труда является установление дифференцированного КТУ.

Оформление документов для начисления баллов, производится в следующем порядке (Рисунок 2):

Набранные баллы за _____ месяц 20__ г. работников МАЗС, АЗС № _____ (Мастер _____)											
№	ФИО	(+/-) к рейтингу								ИТОГО:	
1											
2											
3											
4											

Рисунок 2. Оформление документов для начисления премии

Вышеперечисленные документы предоставляются мастерами, начальниками АЗС, начальниками участков в группу планирования и анализа предприятия 1 числа месяца, следующего за отчетным периодом.

По итогам месяца на стенде вывешивать не менее трех АЗС, как самая «Лучшая АЗС» по итогам работы за месяц, и не менее трех АЗС, которым следовало бы подтянуться до звания «Лучшая АЗС».как своего рода, одно из направлений мотивации работников АЗС.

Таким образом, мастера и начальники, приезжая на Собрание наглядно видят, чей объект признан «Лучшим».

Экономическим эффектом можно считать структурирование системы показателей рейтинга работников, которая формирует уровень оплаты труда в соответствии со степенью выполнения. При оценке эффективности системы премирования прежде всего надо дать ей качественную оценку.

Таким образом, эффективность предлагаемого мероприятия заключается в том, чтобы выявить недостатки в работе тех или иных АЗС (отсутствие клиентов, нарушение Устава обслуживания клиентов и т.д.) и возможностью предложить пути решения конкретных проблем.

Мотивация труда оператора – заправщика АЗС

Р.А. Хусаинов («ООО «Татнефть-АЗС Центр»»)

Мотивация занимает ведущее место в структуре личности и является одним из основных понятий, которые используются для объяснения движущих сил поведения. Именно от мотивации в работе сотрудников предприятия зависит эффективность работы предприятия в целом.

Необходимо отметить, что действенная трудовая мотивация возникает только в том случае, когда человек убедится, что хорошо выполненные трудовые обязанности гарантируют удовлетворение его потребностей. Иными словами работник должен ощущать связь между качеством (количеством) выполненной им работы и его заработной платой (карьерным ростом). Логично, что если сотрудник качественно выполняющий свои обязанности и сотрудник просто отработывающий положенное время получают за свой труд одинаковое вознаграждение и оба не движутся по карьерной лестнице, то первый не видя смысла выкладываться, начинает работать также как второй. Но наша задача заключается как раз в повышении эффективности труда работников, а не наоборот. Добиться этого можно как раз, используя трудовую мотивацию.

Мотивация специалистов предприятия за вовлечение в производство невостребованных материалов

И.Г. Галямов (БМЗ ОАО «Татнефть»)

Существующее П-28-10-2013 "Положение о депремировании ответственных специалистов заводоуправления и руководителей структурных подразделений Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть" за необоснованное увеличение остатков материально-технических ресурсов" не предусматривает варианты премирования.

Положение предусматривает единовременное поощрительное вознаграждение за использование в производстве невостребованных материалов и неликвидных остатков с выгодой для предприятия и получения положительного экономического результата.

Список невостребованных ТМЦ находится в электронном виде на Портале БМЗ, Общие документы, в папке «Перечень невостребованных ТМЦ». Обновление списка невостребованных ТМЦ происходит по мере вовлечения невостребованных ТМЦ в производство.

Подведение итогов производится один раз в квартал.

Основанием для начисления поощрения является «Отчет по вовлечению невостребованных ТМЦ», утвержденный заместителем директора по коммерции.

Материальное стимулирование производится по одному из трех вариантов:

а) вариант 1 – при экономическом эффекте. Размер поощрения зависит от величины экономического эффекта от вовлеченного невостребованного МТР в производство и составит 5 % от экономического эффекта вовлеченного невостребованного МТР, но не более 25 000 руб.;

б) вариант 2 – при отсутствии экономического эффекта. Размер поощрения зависит от величины вовлеченного (реализованного) невостребованного (неликвидного) МТР в производство и составит 1 % от вовлеченного невостребованного МТР, но не более 25 000 руб.;

в) вариант 3 – при реализации ТМЦ сторонним организациям. Экономический эффект достигается за счет разницы в цене реализации (продажи) и цене приобретенного ТМЦ (прихода), но не более 25000 руб.

При списании невостребованного (неликвидного) МТР в качестве металлолома материальное поощрение не производится.

Комиссия по вовлечению невостребованных (неликвидных) ТМЦ назначается директором завода в следующем составе: первый заместитель директора по производству - главный инженер, заместитель директора по коммерции, заместитель директора по экономическим вопросам, главный бухгалтер, заместитель главного инженера по производству, заместитель главного инженера по качеству и сертификации, начальник отдела материально-технического снабжения и комплектации оборудования, начальник производственно-диспетчерской службы.

Предложения, принятые по вовлечению невостребованных материалов с экономическим эффектом и без экономического эффекта, включенные в повестку дня, должны иметь четкие формулировки, расчеты, позволяющие сделать однозначный вывод о размере материального стимулирования.

По результатам заседаний оформляется протокол. В протоколе указывается размер материального стимулирования по каждому предложению. Директор завода рассматривает предложение о поощрении, выносит резолюцию и направляет протокол для исполнения в ООТиЗ. На основании протокола ООТиЗ готовит приказ по заводу о поощрении конкретных работников завода. Выплата поощрения производится одновременно с выплатой заработной платы за соответствующий период в установленном порядке.

Невостребованных ТМЦ:

- на 01.07.2104 г. – 46 674 тыс. руб.

- на 01.04.2015 г. – 38 429 тыс. руб.

Оптимизация процесса освоение скважин с применением элементов Бережливого производства

А.Р. Закиров, Р.Р. Каримов (НГДУ «Альметьевнефть»)

Освоение скважины является важной технологической операцией в процессе эксплуатации штанговых установок после подземного ремонта скважин. Вывод установок на режим производится технологической группой ЦДНГ, прошедшей специальное обучение в соответствии с требованиями «Положение о ведении технологической работы в цехах добычи нефти и газа в ПАО "Татнефть"».

Для выявления и оптимизации потерь процесса освоения скважины применили картирование потока создание ценности на 2 скважинах в дневное и в ночное время суток.

Картирование освоения в ночное время выявило что заявку на закидывание головки балансира ООО «МехСервис-НПО» выполняет только в дневное время суток с 7:00 до 19:00 при этом возникают следующие потери:

1. проблема снятия корректной динамограммы и динамического уровня;
2. освоение скважины начинается с запозданием;
3. простой скважины и потери по жидкости;
4. простои бригад ПРС, которые в свою очередь приводят к вынужденным простоям техники. При освоение в дневное время суток ООО «МехСервис-НПО» выполняет заявку в заданные сроки что исключает вышеизложенные потери.

Для оптимизации выявленных потерь предлагаем:

- Обучить бригады ПРС на совмещение специальности «слесарь-ремонтник НПО», что позволит:

- беззаявочно производить операции по откидыванию и закидыванию головки балансира;

- своевременно сдать скважину и избежать потерь по жидкости.

- При освоении скважин применять СУДОС GSM, которая позволит безвыездно осуществлять контроль уровня жидкости. В ЦДНГ имеется 1 СУДОС GSM при среднем количестве ремонтов скважин 10 ремонтов и средней продолжительности вывода скважины на режим 9 дней (не надо исключать и возможности освоения скважины в количестве 30 дней), то в среднем мы можем освоить в месяц 3 скважины.

Обучение операторов ПРС на совмещение с профессией «слесарь-ремонтник НПО» позволит:

1. Сократить затраты на заявки в ООО «МехСервис-НПО» на 1 скважину – 8 тыс. руб.
2. Избежать потерь по добыче жидкости.

Применение СУДОС GSM позволит:

1. Сократить время на получение информации.
2. Снизить затраты на транспорт технологической службы ЦДНГ.
3. Увеличить производительность труда технологической группы.

Применение исследовательских комплексов ССУДОС и ССИДОС с целью увеличения производительности труда

И.Т. Китапов (НГДУ «Бавлынефть»)

В современной развивающейся компании любые необоснованные затраты и производственные потери недопустимы. Для оптимизации расходов внедряются различные концепции и технологии. Одним из оптимизационных решений является сокращение затрат на использование услуг транспорта со стороны, сокращение непроизводительного времени при организации работ операторов по исследованию скважин. В цехах добычи нефти и газа этого можно добиться путем внедрения новых технологии с помощью современных приборов, например исследовательского комплекса «СУДОС – автомат 2 и СИДДОС - автомат» с GSM - телеметрией.

На сегодняшний день действующий фонд ЦДНГ-2 составляет 669 добывающих скв. в том числе 47 скв. оборудованных ЭЦН и 81 скв. типа ОРЭ (63-1лифт). Для эффективной разработки месторождения, и стабильной работы глубинно насосного оборудования необходимо периодическое исследование состояния скважин. Исследование скважин после проведения опытно промышленных работ исследуются операторами четыре раза в сутки, что в большой степени загружает рабочую смену операторов.

Исследование скважин производится при помощи исследовательских приборов - эхограммы типа УПАС и датчиков нагрузки производства фирмы МИКОН, СИАМ, ТЕНЗО и т.д. В нормальных условиях среднее время затрачиваемое оператором на исследование 1 скважины составляет 40 мин., на исследование 1 лифтовых скважин типа ОРЭ затрачивается время в размере 1 ч 30 мин. Помимо плановых исследований скважин на сегодняшний день ежедневно исследуются скважины, на которых были проведены опытно промышленные работы, с внесение данных в форму заполнения ОНР.

При исследовании скважин данными приборами существуют ряд недостатков в которые входят:

- частый выход из строя приборов;
- потеря времени на монтаж прибора и подключения к нему кабелей;
- потеря времени на исследование скважин данным способом;
- потеря времени на передачу результатов исследования технологической группе.

Во избежание всех выше перечисленных потерь рабочего времени, предлагается внедрение в цехах добычи нефти и газа исследовательских приборов СУДОС-автомат 2 с GSM для определения динамических и статических уровней скважин

А так же прибор для исследования состояния скважин с помощью динамограмм ССИДОС-автомат с GSM телеметрией.

Данный комплекс приборов позволяет повысить производительность труда операторов исследования. Исключая необходимость в личном присутствии оператора при исследовании скважины. Это осуществляется за счет того, что у приборов существует функция передачи результатов исследования в технологическую группу по средствам мобильной связи.

Как было сказано выше прибор позволяет избежать основные потери такие как:

- Потери при передвижении операторов до скважины
- Потери при исследовании скважин
- Потери на монтаж и демонтаж прибора

Все перечисленные потери позволяет исключить исследовательский комплекс ССУДОС-автомат и ССИДОС-автомат. В конечном итоге это позволяет сократить время оператора исследования на исследование скважин. Тем самым исследовательский комплекс позволяет снизить транспортные затраты и сокращение непроизводительного времени при организации работ операторов по исследованию скважин после ПРС, КРС (освоение) и контроля за скважинами после проведения опытно-промышленных работ.

Расчет экономической эффективности от внедрения СУДОС – автомат показывает, что ИД составляет 2,266, срок окупаемости 1,4 года, ЧДД = 521 т.р.

Расчет экономической эффективности от внедрения СИДОС – автомат показывает, что срок окупаемости прибора составляет 1,2 года с ИД=2,8 и ЧДД = 545 т.р.

Вследствие того, что использование исследовательского комплекса « СУДОС – автомат 2 и СИДДОС- автомат» с GSM – телеметрией» позволяет совершать исследования скважин по системе GSM - телеметрии промысловых объектов по их диагностике и обслуживанию, затрачивая при этом значительно меньше времени, чем пришлось бы потратить при персональном объезде каждой скважины оператором. Вследствие этого, сокращается затраченное время на объезд каждой скважины и происходит экономия по транспортным затратам, что позволяет оптимизировать затраты промысла считаю данный проект эффективным внедрением в производство.

Организация работ по повышению производительности труда машинистов КНС в ЦППД

И.И. Фазлыев, Э.Р. Мавлетбаев (НГДУ «Альметьевнефть»)

Повышение производительности труда является одним из ключевых факторов развития экономики. Этот показатель был и остается важнейшим в деятельности организаций.

Производительность труда характеризует эффективность, результативность затрат труда и определяется количеством продукции, произведенной в единицу рабочего времени, либо затратами труда на единицу произведенной продукции или выполненных работ.

В целях повышения эффективности рабочего времени машиниста насосной станции и улучшения качества контроля за объектами системы ППД НГДУ в 2014г. было организовано производство обходов нагнетательных скважин и ВРП посредством персонала цеха Поддержания Пластового Давления.

Был реализован обход объектов ЦППД машинистами КНС по следующей схеме:

- набор скважин делится на 4 группы (к Северу, Югу, Западу и Востоку от КНС), включая МСП;
- выбирается по каждой из сторон самая дальняя точка;
- обход производится посредством доставки машиниста на спец.технике на эту точку, после чего работник производит пеший обход данной подгруппы объектов в направлении КНС;

- по определенной КНС первую группу объектов машинист обходит в течение 1 рабочего дня в первую неделю месяца, вторую группу – за одну смену второй недели и т.д.;

- по аналогичной схеме на следующий день недели происходит обход следующего КНС в бригаде.

Таким образом, в разрезе одной бригады в первый день недели происходит обход группы объектов одного КНС, во второй день недели следующего и т.д. При среднем количестве 5 КНС на одну бригаду обход всех объектов в полном объеме обеспечивается в 1 месяц (20 рабочих дней);

Однако заметим, что организация обхода машинистами КНС не отменяет необходимости обходов 100% объектов ЦППД операторами добычи нефти и газа, т.к. мы не можем обеспечить ту оперативность выявления изменений в состоянии скважин, ВРП и водоводов, которую предоставляет нам персонал ЦДНГ.

Из положительных моментов данной системы можно отметить следующие:

- Исключен риск искажения информация о состоянии арматуры нагнетательной скважины, либо обвязки ВРП в процессе передачи диспетчерами, либо по причине недостаточной компетенции персонала ЦДНГ в особенностях оборудования ППД.

- Машинист КНС может оперативно и квалифицировано устранить источник и причину пропуска жидкости, либо иное несоответствие состояния нагнетательной скважины или ВРП, чего персонал ЦДНГ сделать не в состоянии и делать не обязан.

- Зачастую машинист КНС в течение квартала мог не бывать на каких-либо из своих скважин, при этом, не видя и не зная о происходящих изменениях с состоянием объекта и прилегающей территории.

Проведя аналитическое сравнение 2013 и 2014 гг. с учетом сезонности - наблюдается снижение заявок более чем на 30%.

Важной составляющей в выполнении мероприятий по повышению производительности труда является мотивационная составляющая. Материальное стимулирование работников за качественное выполнение обходов осуществляется ежемесячно, путем регулирования размера премиальной части заработной платы.

Оптимизация процесса отпуска нефти и нефтепродуктов в ЦКППН

Л.К. Федорова (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

В рамках внедрения системы бережливого производства одним из важных инструментов выявления потерь является картирование потока создания ценности. В цехе

подготовки нефти для проведения картирования был выбран процесс отпуска нефти и нефтепродуктов.

Основанием для такого выбора стали существующие проблемы – очереди автоцистерн на заезд в УКПН, трудоемкий ручной процесс оформления документов.

В ходе картирования были проведен хронометраж всех операций процесса, опрашивались все участники, фиксировались все предложения по улучшению. Таким образом, был проведен важный этап – мы увидели процесс не в качестве отдельных операций, а именно проанализировали поток создания ценности – в нашем случае ценностью является сам процесс налива.

Из целого ряда проблем нами были выбраны приоритетные для решения вопросы. Те вопросы, решение которых позволяет снизить большую часть операций, не создающих ценности. Необходимо отметить, что в основном это операции технологически необходимые, т.е. от них нельзя отказаться, но в то же время есть резервы для снижения их продолжительности.

Основной проблемой, которое может занять процесс до 220 мин – это очереди автоцистерн на получение нефти и нефтепродуктов. Поэтому этот вопрос стал для нас приоритетным, и было принято решение рассмотреть возможность применения инструмента бережливого производства «точно во время» - нам всем известно, что такое электронная очередь, когда мы точно знаем назначенное нам время для получения услуги. По этой аналогии возникла идея – необходимо создать электронную заявочную систему, которая одновременно решала бы целый ряд выявленных при анализе проблем.

Проектной группой внедрения бережливого производства совместно со специалистами ЦКППН, ЦДНГ и ЦПРС был разработан алгоритм такой программы, состоящий из 4 этапов:

1. Непосредственно ввод цехами заявок в программу.
2. Формирование электронной заявки
3. Автоматическое получение из программы всего пакета документов. Заказчик будет приезжать в определенное время в ЦКППН, будучи уверенным, что его документы в порядке, соответствуют всем требованиям, и он укладывается в свой лимит. Как это возможно? Данная программа предусматривает многоуровневую защиту от ошибок – это и ошибка в количестве продукта, если он не подтвержден лимитами, выбор автоцистерны, у которой истек срок тарировки и которую не пропустят на территорию, материально-ответственное лицо выбирается строго из утвержденного списка.
4. Непосредственно получение самого продукта.

Заявка на получение нефти и нефтепродуктов по ЦДНГ №1

Ввод заявки Подтверждение заявки

Дата	Время получения	Продукт	Кол-во, м3	Данные по АЦ			Данные МОЛ цеха		Статус заявки
				Гос. № АЦ	Ф.И.О. водителя	№ вод.уд.	Ф.И.О. МОЛ	Паспорт данные	
27.05.2015	7:00	РПН	3	B454CY	Иванов Иван Иванович	ВУ 1569877	Петров Петр Петрович	92 09 № 123456	подтверждено
28.05.2015	7:00	Нефть	5	B454CY	Иванов Иван Иванович	ВУ 1569877	Петров Петр Петрович	92 09 № 123456	подтверждено

Формирование заявки

Дата получения нефти, РПН: 03.06.2015

Выбор продукта, количества: Продукт: [выбор] 00:00

Остаток лимита на РПН, нефть: РПН: 197 Нефть: 95

Справка Очистить Готово

Ввод данных

Данные по автоцестерне и водителю УТТ

Гос. №: [выбор] Тарированный объем, м3: [выбор] Дата истечения тарировки: [выбор]

Ф.И.О. водителя: [выбор] Водительское удостоверение: [выбор]

Данные материально-ответственного лица цеха

Ф.И.О.: [выбор] Паспортные данные: [выбор]

Очистить Готово

Рис.1. Рабочее окно программы

Программа позволяет уйти от ручного труда при расчете цифр. Согласно требованиям, объем нефти в кубометрах в накладной необходимо указывать в тоннах с учетом балласта. Все расчеты в программе проходят автоматически, исключается риск ошибки.

Также автоматически формируется весь пакет документов, необходимых для получения продукта. Этим исключается из процесса распределитель работ ЦКППН, который сейчас бланки заполняет вручную.

Основные выгоды, которые позволяет получить данная программа – снижается время непроизводительных работ, не создающих ценности. Реализация электронной очереди автотранспорта, снижение трудоемких ручных операций и повышение дисциплины цехов по получению нефти и нефтепродуктов. Программа в ближайшее время будет отлажена и запущена в опытно-промышленную эксплуатацию в НГДУ вместе с регламентом по ее использованию.

Каскадное обучение работников в рамках проекта СВН-2000 Ашальчинского месторождения

С.Ф. Гайнетдинова (НГДУ «Нурлатнефть»)

С целью повышения производительности труда генеральный директор ПАО "Татнефть" Н.У. Маганов поставил задачу раскрыть потенциал и повысить компетенции работников путем усиления работы в области внутрифирменного обучения.

В рамках проекта СВН-2000 «Разработки Ашальчинского месторождения» мы ведем процесс подбора и приема персонала. Согласно графика приема работников на 01.09.2015г. для обслуживания Ашальчинского месторождения должен быть укомплектован штат в количестве 171 человек. Проведенный мониторинг вновь принятых работников на знание ими профессиональной деятельности и нормативно-правой базы показал, что только 1/3 работников справились с заданиями на должном уровне.

Перспективный подход к решению этой проблемы — является налаживание собственной, постоянно-действующей системы внутрифирменного обучения. Оно должно состоять из двух важных процессов: обучение новых и постоянное повышение квалификации «старых» работников организации.

Для обучения вновь принятых рабочих цеха добычи сверхвязкой нефти нами была разработана **каскадная модель внутреннего обучения**, которая состоит из 4 модулей.

1 модуль. Процесс адаптации (наставничество). Адаптация является основой для дальнейшей деятельности работника в управлении.

2 модуль. Обучение в НОУ «ЦПК-Татнефть». На данном этапе обучение работников проводят мастера НОУ «ЦПК-Татнефть» на базе цеха по обязательной, специально-ориентированной для Ашальчинского месторождения программе, разработанной совместно со специалистами НГДУ.

3 модуль. Каскадное внутрифирменное обучение. В рамках данного модуля обучение проводится на основе программы внутрифирменного обучения, которая содержит 7 каскадов (Рис.1).

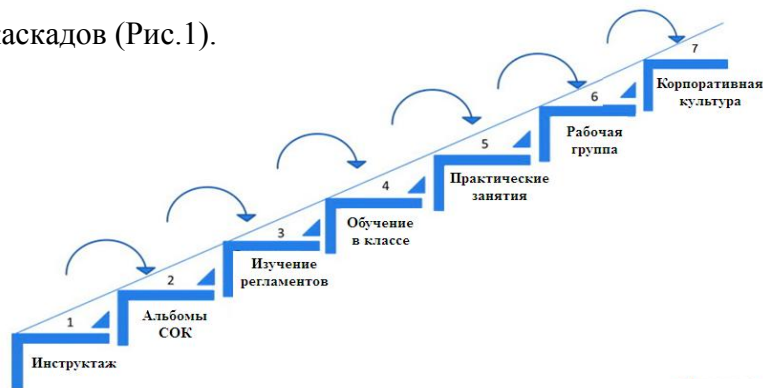


Рис. 1 Каскадное внутрифирменное обучение

Суть каскадной модели в поэтапном изучении и для работы материала. Программа утверждена главным инженером управления, за выполнением каждого «каскада» закреплены ответственные лица. В процесс обучения вовлекаются руководящий состав цеха добычи сверхвязкой нефти и главные специалисты управления.

4 модуль. Обратная связь или контроль обучения. Данный модуль позволяет провести оценку эффективности обучения для определения уровня знаний и выработки навыков.

Основными факторами, иллюстрирующими важность внутреннего обучения, являются:

- обучение на рабочем месте;
- уникальность специфики производства;
- устранение ошибок в работе;
- повышение качества параметров работы;
- ускорение процесса адаптации;
- повышение компетенций работников;
- укрепление корпоративной культуры.

Для непрерывного обучения более опытного персонала создана система совершенствования компетенций, которая включает в себя следующие инструменты: репозиторий (банк накопленных знаний), работа с экспертами, поддержка деятельности, контроль посредством ЭКУ.

Экономический эффект от внедрения представленной модели может быть лишь косвенным, так как результаты внедренной программы не являются прямым источником дохода, а служат вспомогательными средствами управления и помогают минимизировать затраты, потери и время на адаптацию работников. В денежном эквиваленте экономический эффект в расчете на 9 человек составил 145 623 рубля.

Считается, что лучшая организация – обучающая организация, то есть та, которая создает условия для непрерывного обучения и развития персонала. Это единственный путь развития компании, которая хочет, чтобы у нее было «стабильное завтра»!

Повышение эффективности работы химико-аналитической лаборатории

Р.Р. Сафин, И.В. Павлов (НГДУ «Альметьевнефть»)

В состав нашего цеха входит химико-аналитическая лаборатория, функцией которой является проведения большого количества лабораторных анализов для многих служб нашего управления.

Химико-аналитическая лаборатория нашего управления состоит из шести групп и лаборатории при товарном парке, в которых работает 33 лаборанта.

Территориально лаборатория разделена на три участка:

- 1) Лаборатория при цехе добычи – водная группа;
- 2) Лаборатория на товарном парке номер один - водная группа и лаборатория при СИКН;
- 3) Оставшиеся группы расположены в центральной лаборатории.

У химико-аналитической лаборатории много проблем, которые необходимо решить:

- загруженность лабораторных групп;
- слабый контроль групп расположенных на товарном парке и в лаборатории при цехе добычи;
- несоответствие здания химико-аналитической лаборатории требованиям правил по пожарной безопасности;

Первое, что мы сделали, это провели анализ работ проводимых лабораторными группами. Всего за 2014 год лабораторией было проделано больше 210 тысяч анализов, что составило 7,7 человек/часов.

Мы определили для каких служб проводятся анализы, для чего они нужны и в соответствии с какими руководящими документами они проводятся. Уже на первом этапе мы определили более двух тысяч анализов, которые можно исключить из перечня выполняемых работ, что составило чуть более одного процента от общего числа анализов или 0,27 человек/часов в день.

Высвободившееся время в результате оптимизации части лабораторных анализов, мы направим на проведение дополнительных анализов, которые появились в результате вступления в силу новых правил учета нефти.

Нами был организован отбор и доставка проб сточной воды цехами добычи, учитывая то, что они еженедельно завозят пробы для водной группы, для них это не создаст дополнительных сложностей. Мы же высвободим время лаборанта для проведения анализов, которое он прежде тратил на отбор данных проб.

Для улучшения условий труда и контроля за работой лабораторных групп, нами предлагается изменить структуру химико-аналитической лаборатории:

- передать экологическую группу в цех антикоррозионной защиты оборудования – данная группа выполняет анализы только для отдела борьбы с коррозией и охраны природы, в передаваемом цеху для данной группы имеется необходимое количество рабочих мест;
- перевести водную группу при цехе добычи в цех подготовки нефти номер два на территорию их резервуарного парка под руководство начальника парка;
- организовать в новой лаборатории при резервуарном парке цеха подготовки номер два, проведение части анализов группы подготовки нефти;
- передать лаборатория на товарном парке номер один нашего цеха, под руководство начальника товарного парка.

Передача лабораторий расположенных на товарных парках под руководство начальников объектов, улучшит контроль за работой персонала.

Оставшиеся группы, мы предлагаем разместить на товарном парке номер два нашего цеха, задействовав помещение бывшей лаборатории на первом этаже АБК, а также здание сервисных служб.

Вместо того чтобы вкладывать деньги в старое, ветхое здание, мы организуем на товарном парке номер два новую лабораторию, что значительно улучшит условия труда для персонала.

В итоге реализуемый нами проект позволит повысить эффективность работы химико-аналитической лаборатории.

Морально – психологическая мотивация

А.А. Бондякиев (ООО «ТатАИСнефть»)

Морально – психологическая мотивация ориентирована на мотивацию человека как личности, а не только механизма, призванного выполнять производственные функции. Моральные стимулы являются внутренними стимулами, т.е. напрямую ими нельзя воздействовать на человека. Мы не можем этими стимулами воздействовать напрямую на персонал, а лишь только создавать условия для их возникновения. Большое значение для возникновения мотивации имеют ценностные ориентации работника. Социальные ценности, приобретенные человеком осознанно или не осознанно, и ставшие для него значимыми, превращаются в побудительные мотивы, формируется и изменяется базовая система ценностей, под действием которой совершаются определенные поступки.

Для анализа и оценки мотивации сотрудников ООО «ТатАИСнефть», а также выявления факторов зависящих на нематериальную мотивацию, мною был проведен. Рассмотрим наиболее актуальные ответы на вопросы.

1. Оценка созданных условий для дальнейшего профессионального развития. Представления работников о своей будущей деловой карьере могут стать сильным стимулом их активности и эффективной работы. Большой процент затруднившихся ответить (23%) говорит о слабой информированности по этому вопросу. Резервы усиления мотивации труда есть и в области продвижения по службе. Условия для дальнейшего продвижения оценивают хорошими лишь 15% респондентов. Ситуация наиболее неблагоприятна среди работников – специалистов, которые в большей степени не удовлетворены сложившейся системой продвижения (38% эти условия оценили как «Плохие»). А именно для специалистов, средний возраст которых 26–40 лет (59%) и моложе, на мой взгляд, важно видеть перспективу дальнейшего повышения в должности, причем, у 24% рядовых работников есть резервы и квалификации, которая у них выше,

чем этого требует работа. Предоставить больше информации о возможностях карьерного роста – еще один фактор мотивации, способный значительно повлиять на результативность работы.

2. Оценка психологического климата в коллективе. Благоприятная обстановка в коллективе может значительно влиять на работу коллектива. Хороший психологический климат характеризуется высокой степенью доверия членов коллектива, требовательностью друг к другу, сплоченностью, психологической совместимостью.

3. Оценка привлекательных сторон для служебной деятельности. Наряду с материальными и моральными стимулами, мотивировать высокоэффективный труд могут и мотивы, способные удовлетворить потребности в самореализации и самовыражении. У каждого человека своя субиерархия потребностей высшего уровня, в зависимости от его ценностей, талантов, особенностей психики. Но можно выделить ценности, общие для трудового поведения работников предприятия. По данным опроса, возможность реализовать себя в данной области отметили как наиболее привлекательную сторону деятельности (после ответа «возможность широкого общения с людьми») более 50% респондентов.

Морально – психологическая мотивация – это внутреннее свойство человека или черта его характера, определяющая его поведение в той или иной ситуации.

На основе данного опроса необходимо выделить основные направления морально - психологической мотивации, на которые необходимо обратить внимание:

1. Делегирование полномочий. Работник, вовлечённый в процессы анализа, прогнозирования, планирования, создания стратегии и тактики, чувствует свою сопричастность к работе предприятия в целом, ощутит собственную роль в его успехе, свою сопричастность к нему или же, наоборот, сможет реально оценить, как неудачное решение может дестабилизировать работу предприятия.

2. Развитие сотрудника. Направлять усилия на развитие в сотрудниках лояльности к компании, мотивировать их на успех, а также развивать креативные качества и инициативы.

3. Продвижение по службе. Представления работников о своей будущей деловой карьере могут стать сильным стимулом их активности и эффективной работы.

4. Психологический климат. Благоприятная обстановка в коллективе может значительно влиять на работу коллектива.

5. Возможность самореализации. Мотивировать высокоэффективный труд могут и мотивы, способные удовлетворить потребности в самореализации и самовыражении.

Повышение уровня морально-психологической мотивации не требует материальных затрат. При этом эффективность применения может быть как экономического, так и не экономического характера.

Стратегия управления талантами на Бугульминском механическом заводе ПАО "Татнефть": принцип справедливости в развитии персонала

Ю.В. Шурыгина, С.Л. Ушаков (БМЗ ПАО "Татнефть")

Очень сложно объективно оценить индивидуальный вклад конкретного сотрудника в успешное функционирование предприятия, так как, принимая непосредственное участие в производстве продукции, работник может быть не задействован в других сферах функционирования завода (соблюдение стандартов бережливого производства, рационализаторская работа и т.д.) В свою очередь, молодые специалисты не всегда правильно понимают, что хочет получить от него руководитель в процессе трудовой деятельности, и выполнение каких показателей увеличивает его профессиональную стоимость в организации. Это в первую очередь связано с отсутствием четких и нацеленных на результат деятельности сотрудника критериев оценки.

По результатам социологического исследования, проведенного среди молодых работников Бугульминского механического завода ПАО "Татнефть", подавляющее большинство респондентов (84%) отмечают главным мотивирующим фактором трудовой деятельности продвижение по карьерной лестнице. Также невозможность получения разряда – одна из основных причин увольнения молодых работников (текучесть сотрудников, стаж работы которых менее двух лет, за 2014 год составила 23%). Для уменьшения текучести кадров руководству завода была предложена система балльно-рейтинговой оценки как механизма управления карьерой молодых работников. Система оценки основана на наборе и последующем суммировании баллов по выполнению ключевых показателей эффективности, поэтому первым шагом в разработке системы было их формулирование. Для реализации данного проекта директором БМЗ Михаилом Швецовым была выбрана пилотная версия частного подхода к оценке профессиональной деятельности молодых работников завода. Так, одним из участников опытной группы стал инженер-конструктор конструкторско-технологической службы Алексей Чернуха. На III Национальном чемпионате по профессиональному мастерству по стандартам WorldSkills-2015 этот сотрудник занял второе место в компетенции «Прототипирование». Данное достижение помогло Алексею набрать проходное количество баллов и повысить имеющийся разряд. На сегодняшний день на основе разработанной методики системы

оценки профессиональной деятельности на Бугульминском механическом заводе реализуется проект наполнения профилей должностей и профилей работников в программе SAP NET Weaver создается профиль работника (определяется набор фактических компетенций).

Таблица 1 - Расчет экономической эффективности

Экономические параметры	В настоящее время	При внедрении системы управления талантами
Увеличение рац.предложений на 2%		370 000 руб.
Оценка и подбор персонала	Дополнительная нагрузка на специалистов	-
Увеличение подачи патентов на 1%	-	Ожидаемый экономический эффект 420 000 руб.
Снижение текучести кадров на 0,5% в год	8%	7,5%
Сокращение затрат на прохождение работниками медицинского осмотра	7 чел. * 3000 руб. (стоимость медосмотра) = 21 000 руб.	-
Сокращаются затраты на подготовку кадров	7 чел. * 12000 руб. (стоимость новой подготовки) = 84 000 руб.	-
Сокращение нарушений правил трудовой дисциплины	5 случаев * 14 800 руб. (средние затраты) = 74 000	
Итого, руб.		1 017 000

Предполагаемый экономический эффект от реализации данной методики оценки профессиональной деятельности сотрудников составит 1 017 000 рублей. Расчет представлен в таблице 1. Экономический эффект учтен только за проведение подготовительных мероприятий и изменение системы управления талантами на БМЗ за первый год реализации. Однако размеры и характер оценки позволяют нам увеличить производительность и мотивацию труда, формировать единый кадровый резерв на предприятии, который носит социально-адаптационный характер.

Организация договорной работы на предприятии

Л.А. Хазиахметова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Договор – это соглашение двух или более лиц (субъектов, сторон, контрагентов), позволяющее устанавливать, изменять или прекращать их взаимные права и обязанности.

Цель, с которой заключается договор, составляет предмет сделки, взаимные права и обязанности сторон – его условия, совокупность условий – его содержание.

Под договорной работой на предприятии понимаются мероприятия, обычно проводимые в два цикла:

1. заключение договоров (подготовка, оформление, согласование условий с контрагентами);
2. организация исполнения договоров (оперативные мероприятия, учет, контроль, оценка хода и результатов).

Особенностью договорной работы является то, что она основана на локальных нормативных актах, то есть таких, которые принимаются непосредственно самими предприятиями. Эти акты, не повторяя общих положений о договорах, содержащихся в действующем законодательстве, позволяют:

- учесть специфические особенности и условия работы предприятия, и призваны определить перечень и функции подразделений предприятия, ведущих договорную работу;
- установить содержание выполняемых при этом действий, порядок и сроки их осуществления;
- закрепить схемы исполнения договорной документации и формы учета исполнения договоров;
- определить меры стимулирования надлежащего исполнения договоров и ответственности структурных подразделений и должностных лиц за нарушение договорных обязательств;
- предусмотреть ответственность конкретных работников, их права и обязанности.

Эффективность договорной работы в немалой степени зависит от учета и контроля исполнения хозяйственных договоров.

Надлежаще организованный учет является важным элементом системы мер по предотвращению нарушений обязательств. Он должен обеспечивать создание документальной базы для анализа причин невыполнения договорных обязательств, принятия мер по предотвращению их и устранению, способствовать правильному

рассмотрению претензий и исков контрагентов, обеспечивать достоверность данных в статистической отчетности о выполнении договорных обязательств.

В основе заключения договора лежит принцип свободы договора. Граждане и юридические лица вступают в договорные отношения своей волей и в своем интересе, они свободны в установлении своих прав и обязанностей и в определении любых не противоречащих законодательству условий договора.

Для упорядочения работы по экспертизе и согласованию стоимости товаров, работ, услуг по договорам с целью оптимизации затрат при осуществлении хозяйственной деятельности, соблюдения законодательства при работе с договорами в НГДУ был разработан «Регламент по экспертизе и согласованию стоимости товаров, работ, услуг по договорам, заключаемым со сторонними организациями». Данный Регламент определяет порядок работы по взаимодействию подразделений НГДУ при осуществлении экспертизы и согласовании договоров, безусловное исполнение Регламента является функциональной обязанностью каждого ответственного работника НГДУ.

Таким образом, хорошо налаженная система работы с договорами и отчетной документацией экономит людские и финансовые средства, позволяет избежать ненужных судебных и претензионных споров как с контрагентами, так и с государственными органами.

Оптимизация подготовительно-заключительных работ при проведении ПРС и переход на новый режим работы на примере НГДУ «Бавлынефть»

И.Р. Миннахметов (НГДУ «Бавлынефть»)

В 2014 году главным инженером ПАО "Татнефть" Н.Г. Ибрагимовым был инициирован проект по оптимизации подготовительно-заключительных работ при проведении монтажа-демонтажа оборудования ПРС и переезда с целью сокращения продолжительности ремонта. Ключевой показатель эффективности проекта – снижение продолжительности подготовительно-заключительных работ при проведении 1 ремонта скважины на 30 минут.

Реализация проекта велась специалистами НГДУ и НИС. Совершались выезды на скважины, проводились совещания на базе ЦПРС НГДУ «Бавлынефть», на основании которых была составлена карта текущего состояния потока создания ценности.

С целью анализа потерь, проблем также была построена диаграмма Исикавы (рис. 1).

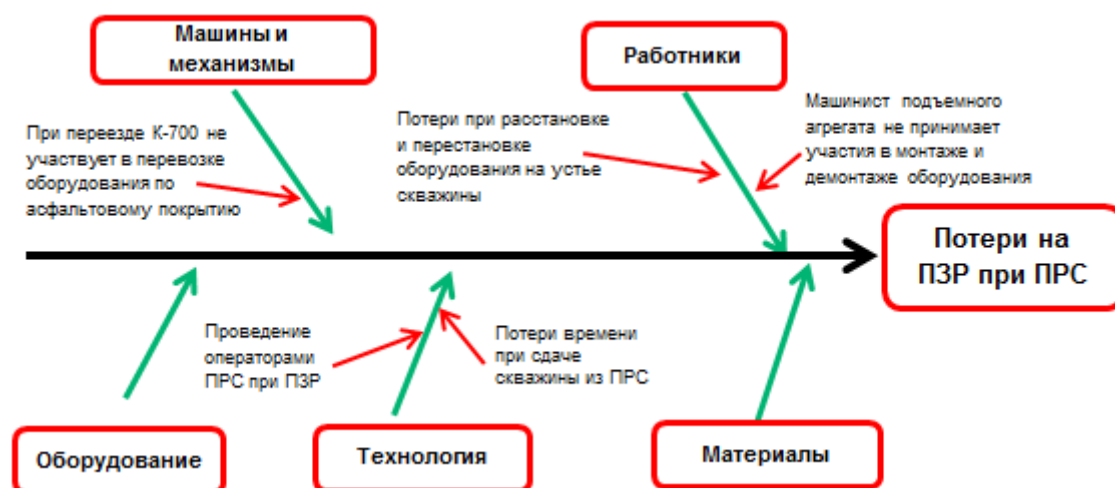


Рисунок 1. Диаграмма Исикавы

Для выявления проблем, связанных с повышением эффективности производства и ростом производительности труда в НГДУ был проведен анализ основных производственных процессов и разработаны мероприятия по их улучшению.

К факторам и резервам роста можно отнести поиск и устранение непроизводительного времени, создание благоприятных условий труда, эффективных систем мотивации персонала, осуществление производственного контроля. Примером работы в данном направлении стало открытие проекта «Сокращение непроизводительного времени при пересменке бригад ПРС и переход на новый режим работы».

В ходе реализации проекта был произведен анализ подготовительно-заключительных работ в начале и конце рабочей смены бригады ПРС и существующего режима работы. В ходе чего была определена возможность устранения непроизводительного времени, в виде утверждения норм на ПЗР с последующей разработкой СОК и сокращения вахтовых перевозок за счет удлинения рабочей смены бригады ПРС.

Выкуп земель для размещения всего проектного фонда скважин, как гарант сохранения земельно-правовых интересов в долгосрочной перспективе

Д. М. Гиляев, Д.И. Ганиева (НГДУ «Елховнефть»)

Американский писатель Марк Твен в свое время писал: «Покупайте землю! Ее больше не производят!». Эта фраза как лучше отражает среднесрочные и долгосрочные тенденции развития земельного рынка России.

Разработка нефтяных месторождений без заблаговременного оформления земельных участков невозможна, так как по требованиям положений Градостроительного кодекса

Российской Федерации для получения разрешения на строительство объекта недвижимости, а также на ввод объекта в эксплуатацию требуется наличие правоустанавливающих документов на земельный участок.

Земельное законодательство России – одна из самых динамично изменяющихся отраслей правовой системы. Проведённые анализы показывают, что процедура и длительность перевода категории земель для добычи полезных ископаемых напрямую зависят от вида собственности на земельный участок. Если перевод государственных и принадлежащих ПАО "Татнефть" земель составляет от 9 месяцев до 1 года, то перевод земель общедолевой и частной собственности – 1,5-2 года, и это при наличии согласия собственника.

Нарастающими темпами в Республике Татарстан скупаются крупными инвесторами земли сельскохозяйственного назначения, свободных земель изо дня в день становится всё меньше и меньше.

Процесс бурения скважин и разработки месторождений является непрерывным и чётко запланированным технологическим процессом. Практика работы отдела топографо-геодезических и работ показывает, что за последние годы вопрос оформления земель для бурения скважин становится более актуальным, так как отсутствие оформленного земельного участка подорвёт производственный процесс добычи нефти.

Реализация проекта выкупа земель для размещения всего проектного фонда скважин разрабатываемых месторождений во многом позволит уменьшить риски категорического отказа собственников от предоставления земель или заламывании кабальных цен, при этом также будет достигнут положительный экономический эффект.

Повышение эффективности внедрения бережливого производства

Ф.М. Абунагимова, А.А. Пасерб, С.А. Павлов (ООО «ГБТ»)

Бережливое производство стало широко принятым подходом по улучшению деятельности, который может значительно упростить процессы и повысить производительность работ. В группе компании ООО с 2013 года начался активный процесс внедрения методик «Бережливого производства». Концепция предполагает вовлечение в процесс оптимизации бизнеса каждого сотрудника. Следовательно, успешное внедрение этого подхода не может состояться, без обучения основным инструментам бережливого производства сотрудников компании.

Для того что проводить обучения по развитию системы «Бережливое производство», а в частности таких инструментов как картирование процесса потребительской ценности и

5С, необходимо привлекать внешние сторонние организации. Количество ИТР в структурных подразделениях ООО и управляемых обществах составляет 1627 чел. Чтобы обучить этих сотрудников инструментам бережливого производства понадобится 108 обучений и 324 дня, так как курс обучения по программе 5С с необходимыми практическими занятиями у сторонних организаций составляет 3 дня. Это, безусловно, все приводит к значительным затратам.

Для повышения производительности труда отделом внедрения бережливого производства была разработана программа обучения инструментам Бережливого производства и деловая игра, способствующая применять полученные теоретические знания на практике. Разработав деловую игру, имитирующую выполнение работ на объекте Заказчика, нам удалось сократить время практических занятий до одного дня, так как все действия происходят в учебном классе.

Деловая игра «Введение в бережливое производство» основана на примере внутреннего процесса ООО. В учебном помещении воспроизводится процесс идентичный выполнению заявки по обслуживанию оборудования на объекте. Он включает в себя получение заявки, выполнение и ее закрытие. Предварительно были определены условия, этапы игры, а также роли и функции участников, среди которых: заказчик, мастер, слесарь, хранитель времени. При этом каждый решает свою отдельную задачу в соответствии со своей ролью и функцией.

Все, казалось бы, просто и понятно, но уже на первом этапе игры как на ладони становятся видны все ошибки в операционной деятельности и узкие места, где требуется применение инструментов бережливого производства. Игра дает возможность экспериментировать с событием, пробовать разные стратегии решения поставленных проблем.

Итогом коллективной работы становится разработка мероприятий по оптимизации данного процесса и карта будущего состояния с расчетом эффективности.

Результатами реализации проекта стало сокращение времени обучения бережливому производству на 310 месяцев. Дисконтированный индекс доходности затрат составит 9,268. Срок окупаемости данного проекта составит менее 1 года.

Важным результатом можно считать динамику роста инициированных и реализуемых проектов по направлению бережливое производство в ООО с 24 до 119 штук. Экономический эффект от их внедрения увеличился на 74%.

Вовлечение персонала в систему постоянных улучшений на производстве.

Оперативное тиражирование лучшего опыта и достижений.

Л.Д. Мифтахова (ООО «УПТЖ для ППД»)

ООО «УПТЖ для ППД» добивается качества путем внедрения постоянных улучшений. Процесс улучшений также невозможен без вовлечения и управления персоналом предприятия. Сотрудники должны понимать свои цели задачи, чувствовать свою значимость для своего предприятия и получать удовлетворение от своей работы. Лучший опыт необходимо тиражировать, для повышения производственной культуры, условий труда, и для повышения производительности труда. Для этого на нашем предприятии были внедрены новые улучшения на производстве.

Рассмотрим их:

1. Устройство для разматывания и нарезки сальниковой набивки.
2. Специальные ремонтные чемоданчики для аварийной бригады.
3. Разработка и внедрение методов визуализации личности на объектах управления.
4. Комплект информационных стендов по «5 С».
5. Матрица замещения

Все представленные предложения внедрены на сегодняшний день, на объектах предприятия ООО «УПТЖ для ППД», которые направлены на улучшение условий труда работников и на повышение производительности труда.

Комплексная оценка «Кадрового резерва» предприятия

К.А. Александрова (НГДУ «Альметьевнефть»)

Кадровый резерв предприятия – это группа квалифицированных работников компании, прошедших предварительный отбор, специальную подготовку и являющихся внутренними кандидатами на замещение вакансий вышестоящих должностей.

Кадровый резерв НГДУ насчитывает 255 кандидатов готовых на сегодняшний день приступить к новой должности.

Для того, чтобы на предприятии не возникало проблем из-за нехватки специалистов, отдел кадров изучает потребности отделов и подразделений в кадрах.

Работа по формированию кадрового резерва предполагает:

- определение критериев для кандидатов в резерв;
- предварительное формирование списка;
- проведение оценки кандидатов для зачисления в кадровый резерв.

При формировании кадрового резерва, ответственный сотрудник отдела кадров руководствуется Регламентом по работе с кадровым резервом специалистов и руководителей в НГДУ, а так же утвержденными Мероприятиями по подбору и приему персонала в НГДУ.

Согласно п.6.3. Стандарта работы с кадровым резервом в ПАО "Татнефть", критериями отбора кандидатов для последующего включения в состав кадрового резерва являются:

- результативность выполнения должностных обязанностей;
- лидерские качества;
- способность работать в команде;
- легкость в обучении;
- высокая мотивация к достижениям;
- стремление к развитию карьеры и саморазвитию;
- преданность Компании и приверженность корпоративной культуре.

Специалисты отдела кадров проводят структурированное собеседование с каждым из кандидатов согласно Приложению №2 Стандарта работы с кадровым резервом в ПАО "Татнефть".

Оценка кандидата кадрового резерва представляет собой рейтинг из суммы баллов коэффициента значимости, который складывается поэтапно, включая следующие компоненты:

- замещение должности (количество раз);
- количество наказаний за текущий год (замечание, выговор, лишение премии);
- количество рационализаторских предложений;
- оценка главного специалиста цеха/отдела.

Индивидуально-психологические, личностные и профессиональные качества работников НГДУ рассматриваются как ресурсы, которые подвергнуты оценке с помощью методического инструментария, используемого на практике психологом.

Методический инструментарий включает в себя несколько этапов:

1. Оценка личностных качеств работников – применяется в виде тестирования кандидатов в кадровый резерв. Тест включает шкалу личностных факторов (16) и на выходе дает информацию, насколько каждый из них более/менее выражен.

2. Профессиональная мотивация – применяется в виде анкетирования кандидатов. Анкета включает несколько блоков: образование, трудовая деятельность, профессиональная мотивация, вопросы личностного характера.

3. Личностный блок.
4. Актуальное состояние человека.

Повышение производительности труда и оптимизация себестоимости ремонта погружных электродвигателей

А.В. Алаев (ООО «РИНПО», ООО «УК «Система-Сервис»)

Одним из направлений деятельности нашего предприятия является ремонт погружных электродвигателей. Анализ себестоимости ремонта погружных электродвигателей показал, что затраты на оплату труда цеха составляют 22% от общего объёма затрат.

Целью данного проекта являлось повышение производительности труда и снижение себестоимости процесса ремонта погружных электродвигателей (ПЭД).

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи: определить узкие места производственной цепочки, сократить нормативное время на ремонт одной единицы, снизить количество незавершенной продукции, оптимизировать технологический процесс.

Поставленные задачи было решено воплотить при помощи реализации программы освоения и применения бережливого производства, в рамках которой организовано обучение персонала.

На первом этапе, применяя инструменты картирования основных процессов ремонта погружных электродвигателей, определены узкие места и определены основные виды потерь, которыми явились:

- участок испытания электродвигателей с незавершенным производством в количестве 44 статоров, излишние перемещения изделия и персонала;
- участок шихтовки статора промежуточный склад, которого составил 34 статора, присутствовало низкое качество выполняемых работ;
- участок пропитки, незавершенное производство которого составило 8 статоров.

Вторым этапом стала реализация проекта по организации учёта ремонта ПЭД в «одно изделие». Одним изделием стал один статор двигателя, один ротор двигателя, один комплект концевых деталей.

На складе цеха по учету, хранению и выдачи комплектующих, так же реализован проект по организации учёта в «одно изделие». Результатом данных проектов стало повышение эффективности работы склада цеха на 31% и снижение времени простоя участка сборки на 60%.

Третий этап – это исключение потерь при мойке внутренней поверхности статора. На данном участке существовала проблема некачественной мойки статора за один технологический цикл мойки, что приводило к потерям рабочего времени и требовало проведения повторной мойки. Работниками цеха разработана дополнительная оснастка, автоматизирован процесс контроля времени мойки и произведена визуализация процесса мойки световыми элементами.

Четвертым этапом реализован проект по организации потока в одно изделие на участке пропитки статора, где было устранено незавершенное производство, устранена возможность некачественной пропитки и сушки статора, организованы рабочие места по системе 5С, в результате чего сокращено незавершенное производство с 8 до 2-х статоров.

Пятым этапом был реализован проект по повышению производительности участка испытания погружных электродвигателей. В результате проведенных мероприятий производительность участка выросла на 25%; снижено незавершенное производство с 44 до 8 электродвигателей. Экономический эффект составил 877 тысяч рублей

Результатом повышения производительности труда стало увеличение количества ремонтов погружных двигателей с 2203 единиц в 2012 году до 2591 единицы в 2014 году, общий рост составил 18%.

Так же, за счет естественной убыли персонала, произошло снижение численности на 7% с 90 до 84 человек. В результате чего произошел рост производительности цеха №8 на 23% с 22 единиц ремонтов в год на человека до 27 единиц.

Таким образом, в результате выполнения всех мероприятий достигнуты следующие результаты:

- снижена себестоимость 8%;
- получен экономический суммарный эффект более 5 000 000 рублей;
- снижена численность работников цеха на 7%;
- увеличена удельная производительность на одного работника на 23%.

Партнерство в повышении мастерства

И.И. Сосницкая (Бугульминский филиал НОУ «ЦПК-Татнефть»)

Основная цель молодежной политики ПАО "Татнефть" - развитие и поддержка работающей молодежи, реализация ее профессионального и творческого потенциала.

Компания активно способствует творческой самореализации талантливой молодежи в разных направлениях. Одним из таких направлений является конкурс профессионального мастерства работников ПАО "Татнефть".

В Положении о ежегодном Конкурсе профмастерства для Токарей содержится следующее требование: «Практическая часть конкурса заключается в изготовлении одинаковой детали ..., с использованием участниками конкурса собственного металлорежущего ... инструмента».

Теоретическая подготовка зависит от технической грамотности самого участника и его наставников. То есть, на момент участия в конкурсе шансы на победу не равные, зависят не столько от мастерства конкурсанта, сколько от возможности предприятия приобрести высокоэффективный инструмент и использовать новые прогрессивные технологии. Как уравнивать стартовые возможности конкурсантов?

Напрашивается простое логическое решение - поставить всех участников в одинаковые условия, а именно:

- одинаковый уровень теоретической и практической подготовки,
- одинаковый рабочий металлорежущий инструмент,
- курс психологической подготовки с профессиональным психологом.

Считаю, что авторитет и статус Конкурса от этого только повысятся.

Все вопросы решаются в рабочем порядке. Действуем по принципу «Мы - партнеры».

В настоящее время многие компании - производители металлообрабатывающего инструмента поставляют на конкурс в качестве рекламы свою продукцию. В нашем случае, компания-поставщик Sandvik Coromant готова обеспечить рабочие места при проведении конкурса всем необходимым инструментом на безвозмездной основе, и поделиться прогрессивными технологиями через обучение в НОУ «ЦПК-Татнефть».

НОУ «ЦПК-Татнефть» разрабатывает программу дополнительного обучения. Преподаватели Бугульминского филиала и специалисты Sandvik Coromant провести обучение конкурсантов. При этом, участники будут иметь возможность поработать на том оборудовании, на котором придется соревноваться, и опробовать в работе предложенный высокоэффективный инструмент.

Что дает нам партнерство в проведении конкурса?

Интерес НОУ «ЦПК-Татнефть»:

- статус НОУ «ЦПК-Татнефть» в Конкурсе Профмастерства повышается до уровня официального партнера ПАО "Татнефть";
- стабильный экономический эффект от внедрения программы подготовки к ежегодному конкурсу профмастерства ПАО "Татнефть";
- разработка и внедрение аналогичных краткосрочных программ по другим традиционным профессиональным направлениям Конкурса;

- повышение квалификации преподавателей НОУ «ЦПК-Татнефть» на обучающих семинарах, организованных фирмой Sandvik Coromant.

Интерес предприятия:

- повышение уровня мастерства своего сотрудника;
- возможность ознакомления с различными технологиями и техническими новинками;
- повышение результативности и эффективности работы персонала.

Но главное - заинтересовать самого конкурсанта. Что получает он?

- мотивация и значительное повышение шансов на победу;
- получение дополнительного бонуса, как победителю конкурса.

Интерес организаторов Конкурса:

- повышение статуса конкурса за счет привлечения инновационных технологий и инструмента компаний-партнеров;
- приведение стандартов организации конкурса к уровню мировых стандартов.

Интерес компании Sandvik Coromant:

- демонстрация современных технологий и технических достижений компании в рекламных целях;
- расширение рынка маркетинговых услуг компании;
- возможное расширение линейки продукции с учетом новых потребностей;
- продвижение своей продукции.

Алгоритм нашей идеи в простой формуле: «Партнерство - залог успеха!»

Организация системы видеорегистрации в ООО «УК «Татспецтранспорт» как средство контроля соблюдения техники безопасности и охраны труда при оказании транспортных услуг Заказчику

С.А. Мартынычева (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

ООО «УК «Татспецтранспорт» оказывает транспортные услуги на территории всего юго-востока Республики Татарстан. Транспорт относится к источнику повышенной опасности и нарушения по технике безопасности могут привести к самым нежелательным последствиям. Чтобы исключить нарушения, требуется постоянный контроль за рабочим персоналом со стороны руководства, что осложняется удаленностью производственных объектов Заказчиков. С целью решения данной проблемы в ООО «УК «Татспецтранспорт» внедрена система видеорегистрации на транспорте. Использование системы видеонаблюдения с целью контроля технологического процесса на отдаленных

участках является инновационным направлением в сфере оказания транспортных услуг. Предлагаемая система позволяет обеспечить двусторонние усилия в создании безопасных условий труда как со стороны транспортной компании, так и со стороны Заказчика.

Целью работы является организация системы видеорегистрации на транспорте в ООО «УК «Татспецтранспорт».

В июле 2014г. был разработан Стандарт, определивший 3-х уровневый порядок работы с системой в управляемых обществах. На первом уровне организуется сбор данных путем передачи флеш-карт и отправкой видео в общую сеть. На втором уровне аналитической группой осуществляется анализ видеоматериала по разделам соблюдения правил безопасного производства работ грузоподъемными механизмами, техники безопасности, охраны труда и соблюдения режима труда и отдыха. В случае выявления нарушений по любому направлению к нарушителям применяются соответствующие меры, которые определяются на уровне принятия решения. Принятие решений осуществляется Заказчиком, руководством управляемых обществ и руководством управляющей компании.

Ежедекадно аналитической группой управляемых обществ ООО «УК «Татспецтранспорт» ведется мониторинг соблюдения правил по всем направлениям. Для работы аналитической группы был разработан чек-лист единой формы, по которому можно будет определить нарушения по всем оказанным услугам Заказчику данными группами техники. По результатам мониторинга на имя Заказчика отправляется информационное письмо с описанием выявленных нарушений и сроками предоставления ответов о принятых мерах по их устранению. С июля 2014г. по март 2015г. с помощью системы видеорегистрации выявлено более 700 нарушений со стороны Заказчика. В результате проделанной работы в I квартале 2015г. удалось достигнуть снижения количества предприятий «Заказчиков – нарушителей» на 24,2%, в то же время число выявленных нарушений, приходящееся на одно предприятие, выросло от 5 до 10 нарушений, что говорит об улучшении качества работы в просмотре видеоматериала аналитическими группами управляемых обществ.

С целью надлежащего исполнения своих должностных обязанностей в компании внедрена шкала депремирования по отношению к работникам, не исполняющим установленный порядок работы с видеорегистрацией и препятствующим получению информации о нарушениях. Наказывая работников за неисполнение обязанностей всегда необходимо учесть и тех, кто выполняет свою работу лучше остальных. В связи с этим подготовлен проект системы премирования аналитической группы и машинистов автокрана.

Эффективность внедрения системы видеорегистрации в компании объясняется ее социальной значимостью. Устранив нарушения по технике безопасности и охране труда, мы можем исключить, не только случаи травматизма на производстве, но и спасти человеческую жизнь.

Разработанная система организации видеорегистрации в нашей компании была представлена и удостоена дипломом I степени на VII Международной научной практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники» (ноябрь 2014г., Уфа); дипломом II степени на X Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (март 2015г., Казань); дипломом лауреата на 69-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2015» (апрель 2015г., Москва); дипломом победителя на молодежной научно-практической конференции НГДУ «Прикамнефть» (май 2015г., Елабуга).

Таким образом, в ООО «УК «Татспецтранспорт» внедрена и организована работа с системой видеорегистрации на транспортных средствах. С помощью передвижных видеорегистраторов выявлено более 700 случаев нарушений со стороны Заказчика по правилам охраны труда, технологии производства и использования грузоподъемных механизмов. В ходе проведенной работы с основным Заказчиком, удалось достигнуть снижения числа предприятий, выполняющих работу с нарушениями на 24%. С целью заинтересованности персонала в развитии системы были разработаны шкала депремирования и проект системы материального стимулирования персонала.

Повышение производительности труда и сокращение затрат на участке по сервису внутрискважинного оборудования (ВСО)

Т.Р. Салимгареев (ООО «Татнефть – АльметьевскРемСервис»)

До начала 2014 года участок был разделен в Альметьевске и Азнакаево, общая численность составляла 14 слесарей ремонтников и два мастера.

В течение года участок постоянно повышал свои профессиональные навыки и был гибким к требованиям Заказчика. С целью повышения качества сервиса ВСО и оптимизации затрат с учетом географического положения, в начале года была проведена централизация услуг ВСО в городе Альметьевск.

В ходе централизации мы смогли повысить качество ремонта ВСО а так же с оптимизировать должность мастера ЦПО в городе Азнакаево.

Качество ревизии ВСО было повышено за счет внедрения технологических карт ремонта оборудования, карт отбраковки узлов и деталей, внедрения элементов

бережливого производство и системы 5S. Внедрили индивидуальную ответственность каждого рабочего за выполнение работ, чек листов и систему видео регистрации.

Данные мероприятия не потребовали вложений, оборудование перевозилось не напрямую с города Азнакаево, а вывозилось со скважины тем самым не была задействована спец. техника для перевозки оборудования.

В 2014г. количество случаев осложнений по пакерам было снижено на 16%, а продолжительность на ликвидацию осложнений было снижено на 0,23 час. на одно применение.

На сегодняшний день в компании активно развивается культура бережливого производства и система 5S, так и участок ВСО не стал отставать в развитии. В течении года было разработано и внедрено 7 рабочих мест соответствующих системе 5S. Каждое рабочее место предусматривает весь необходимый диапазон инструмента который может пригодится в процессе обслуживания оборудования, внедрен визуализированный стеллаж (мини-маркет) для ЗИПа всех типа размеров пакеров. Слесаря не тратят время на излишнее хождение в поисках нужной детали все необходимое для ремонта находится у них под рукой. Кроме того очень удобно контролировать запас ЗИПа и своевременно подавать заявки на его приобретение.

Как только участок адаптировался от централизации он повстречал новые проблемы! В июле месяце было наращивание объемов на 16,5%, а в месте, с этим вырос и спрос на оборудования на 37%, появились случаи с несвоевременным заводов оборудования в бригады по ремонту скважин. Участок не справлялся с такими объёмами, простои по вине сервиса ВСО выросли на 71 %.

В связи с этим было принято решение провести КАЙДЗЕН прорыв! КАЙ – это изменение, ДЗЕН – это хорошо, все это выливается в совершенствование.

Оперативно специалистами ООО "Татнефть-АльметьевскРемСервис" был разработаны мероприятия по повышению производительности труда на участки по сервису ВСО. В ходе выполнения мероприятий были выявлены потери в процессе сервисного обслуживания внутрискважинного оборудования на этапах, начиная от прибытия оборудования, со скважины заканчивая его отправкой в бригаду по ремонту скважины. В течение трех дней на участке велась фиксация времени каждой операции с записью на видео. После сбора необходимой информации была проведена работа по конкретизации потерь (лишних перемещениях, нехватки инструмента и др.), были составлены мероприятия по их исключению. План мероприятий включал в себя обеспечение слесарей-ремонтников ударными отвертками и защитными очками, шуруповертами и битами. Дооснащение рабочих мест необходимым количеством инструмента, разработка и

внедрение шаблонов для проверки исправности всех пружин пакера, изготовление дополнительного стеллажа для сортировки пакеров по типоразмерам и стеллажа для отправки подготовленного внутрискважинного оборудования, перераспределение обязанностей среди слесарей ремонтников.

После выполнения данных мероприятий средне – суточное количество отремонтированных пакеров выросло с 16 до 20 единиц. Время на ремонт пакера сократилось на 25 %, что составило 33 минуты. А в 2013 году эта цифра была 3 часа. Простои по вине сервиса ВСО снизились на 69 %. Нам удалось повысить производительность труда при этом сохранить численность участка.

Экономический эффект от внедрения мероприятий составил 596 632 рублей в год. Личным вкладом является непосредственное участие в проведении работ, подборка оптимальных шуруповертов организация труда. А так же подача рацпредложений.

После достижения целей подведем итог:

- Мы смогли повысить производительность труда при этом сохранить численность;
- Сократили время на ремонт одного пакера на 33 минуты;
- Повысили качество ревизии оборудования.

Совершенствование организации труда геологической службы предприятия

А.А. Рамазанова (НИС ПАО "Татнефть"), Г.И. Габбасова (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Особую роль в деятельности любого нефтедобывающего предприятия играет геологическая служба, так как от качества выполненных ею геологоразведочных работ, грамотной интерпретации полученной геолого-геофизической информации зависит ответ на решающий вопрос – состоится ли открытие нового месторождения, будет ли вестись добыча на нем. Именно поэтому на одном из предприятий ПАО "Татнефть" было проведено комплексное исследование условий и организации труда геологов.

В качестве инструментов исследования были использованы:

- Изучение кадровой документации предприятия.
- Анкетирование специалистов отдела разработки, геологического отдела, цеховых геологов.
- Интервью с руководителями отдела разработки, заместителями начальников цехов по геологии, начальником отдела труда и заработной платы.
- Анкетирование студентов выпускных курсов вуза, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В ходе исследований были выявлены 3 основные проблемы:

1. Высокий уровень неудовлетворенности геологов сверхурочными работами. По результатам опроса, 75% цеховых геологов и 21% геологов АУП не удовлетворены режимом работы. 95% цеховых геологов и 53% геологов АУП сказали о том, что им приходится часто работать сверхурочно. По мнению геологов, причинами сверхурочных работ являются большое количество срочных заданий, сокращение операторов ЭВМ в цехах и перераспределение их обязанностей. По мнению руководителей геологической службы, причинами сверхурочных работ являются необходимость сопровождения процессов перфорации, бурения, КРС, недостаточная квалификация персонала, некорректная работа программного обеспечения в период отчетности, необходимость переделки отчетов из-за отсутствия четких требований со стороны руководства, дублирование информации в нескольких отчетах.

2. Недостаток квалифицированных кадров. В ходе интервью руководители отдела разработки и заместители начальников цехов по геологии отмечали нехватку квалифицированных геологов. В то же время, по результатам опроса, 28% геологов не удовлетворены возможностями для повышения квалификации и профессионального развития, 19% – возможностями для карьерного роста. При этом перспективы карьерного роста для действующих геологов существуют.

3. Неудовлетворенность жилищными условиями. Как показал опрос, данный вопрос актуален для предприятия с точки зрения привлечения и удержания иногородних молодых специалистов.

По итогам исследования совместно со специалистами предприятия были разработаны мероприятия по совершенствованию организации труда геологической службы.

Для решения первой проблемы был инициирован проект по анализу сверхурочных работ персонала геологической службы, стратегической целью которого является снижение данных видов работ. На сегодняшний день выполнены следующие работы:

- Проведены исследования сверхурочных работ геологов цехов методом моментных наблюдений по окончании рабочего дня.
- Выбрана программа для проведения хронометража рабочего времени.
- Разработан классификатор видов работ по 8 направлениям.
- Программа для хронометража установлена на компьютеры геологов двух цехов.

Для решения второй проблемы предприятием запланированы следующие мероприятия:

– Проведение профориентационной работы со школьниками, а также работы по отбору студентов на востребованные для предприятия специальности, формирование целевых групп студентов для обучения в вузах.

– Подача предложения о включении в учебные программы профильных вузов и НОУ «ЦПК-Татнефть» обучающих модулей по работе с существующими на предприятии программными комплексами.

– Организация в рамках проводимой работы по формированию резерва кадров на предприятии семинаров, игровых тренингов с участием геологической службы.

С целью привлечения и удержания иногородних молодых специалистов планируется разработать механизм предоставления жилья молодым специалистам на условиях договора служебного найма с компенсацией стоимости аренды на вторичном рынке в течение 2-3 лет.

В целом все вышеперечисленные мероприятия направлены на повышение уровня удовлетворенности работой специалистов геологической службы предприятия, что в дальнейшем даст свой положительный экономический эффект.

Стандартизация выдачи доверенности на совершение юридически значимых действий

О.В. Андиряков (УК ООО «ТМС групп»)

В 21 веке невозможно представить функционирование крупной организации без распределения обязанностей подписания документов и представления интересов организации по структурным подразделениям. Процедуру распределения данных действий проще всего осуществить с помощью доверенности.

За 2014г. в группе компании ТМС групп было выдано порядка 682 доверенностей.

Всего трудозатраты по ОПС на выдачу доверенностей за 2014г. составляют 254 часа. В среднем в месяц 22 часа.

В процессе оформления доверенности мною были выявлены следующие проблемы, которые способствуют увеличению срока выдачи доверенности:

1) Заявка на выдачу доверенности подается через 1С: Документооборот путем прикрепления скан копии служебной записки и соглашения об ответственности. Т.е. для того чтобы подать заявку сначала необходимо составить служебную записку и соглашение об ответственности. Далее следует их подписать лицом в зависимости от того какой вид доверенности, какая организация (исп. директор, гл. бухгалтер, руководитель структурного подразделения).

2) Отдаленность структурных подразделений от УК и УО. Т.е. для подписания служебной записки и соглашения об ответственности лицом, заинтересованным в выдаче доверенности, необходимо либо через курьера либо передать нарочно данные документы.

3) Неверное составление служебной записки и соглашения об ответственности. В любой работе присутствует человеческий фактор. Т.е. человек может пропустить или забыть заполнить обязательные реквизиты. Эта ошибка выявляется на стадии получения и рассмотрения заявки в ОПС и в случае совершения данной ошибки необходимо снова совершить весь процесс подачи заявки.

4) Ручное оформление доверенности в ОПС. На составление одной доверенности юристконсульт затрачивает ориентировочно от 20 до 30 минут (включая сверку паспортных данных). В период договорной компании большое количество заявок на получение доверенности в связи с этим из-за загруженности ОПС есть вероятность допустить ошибку в связи с чем увеличивается срок получения доверенности.

5) На данный момент на подготовку доверенности затрачивается 75 минут

Для решения данных проблем сотрудниками ОПС был реализован проект «Стандартизация выдачи доверенностей на совершение юридически значимых действий». В связи с реализацией данного проекта были устранены проблемы и разработаны новые решения:

1) Был стандартизирован процесс подачи заявки на получение доверенности. Т.е. соглашение об ответственности в соответствии с новыми стандартами подписывает непосредственный руководитель уполномоченного лица и уполномочиваемое лицо, в связи с этим ускорится подписание соглашения. Служебная записка формируется и подается в программе 1С: ДО (предмет доверенности, данные об уполномоченном лице, организация от которой выдается доверенность, срок действия доверенности все заполняется в программе), скан копия соглашения об ответственности прикрепляется к служебной записке.

2) Электронный способ согласования заявки на получение доверенности.

3) Автоматическое формирование доверенности на основании данных из служебной записки. (Сотруднику ОПС достаточно сделать несколько действий в программе и все данные служебной записки перенесутся в Word файл шаблона доверенности).

4) После реализации проекта на подготовку доверенности затрачивается 20 минут

В результате произведенных работ:

1) Создан функционал в программе 1С: ДО в котором происходит создание заявки на получение доверенности, согласование доверенности и формирование готового проекта доверенности.

2) Сокращены трудозатраты по ОПС в связи с выдачей доверенностей на 120 часов в год.

3) Сокращены трудозатраты работников УК и УО на получение доверенности ориентировочно на 200 часов в год. Сюда входит весь цикл подачи заявки на доверенность (создание и подписание служебной записки и соглашения об ответственности, подача заявки, согласование заявки).

4) Сокращено время на получение доверенности в 2-3 раза.

5) Экономический эффект, который будет увеличиваться каждый год в связи с сокращением трудозатрат и транспортных расходов.

Резерв кадров - резерв стратегического развития компании

Л.М. Ахмадуллина (УК ООО «ТМС групп»)

Кадровый резерв предприятия – это группа квалифицированных работников компании, прошедших предварительный отбор, специальную подготовку и являющихся внутренними кандидатами на замещение вакансий вышестоящих должностей.

Особенности системы работы с кадровым резервом в компании заключается в следующих перечисленных направлениях: реализация поддерживающих процессов, актуальное информационное поле (портал, газета), проведение открытых публичных конкурсов на замещение вакантных должностей, разработка карьерных маршрутов, оценка резервистов.

С целью усиления кадрового потенциала предприятия и управления процессами формирования кадрового резерва были разработаны следующие показатели эффективности: «Возложение обязанностей на период отсутствия основных работников на сотрудников из числа кадрового резерва составляет 100 %», «80 % назначенных на должности РСС составляют не менее 20 % лучших кандидатур из кадрового резерва» и др.

Чтобы возможности карьерного роста стали понятными и общедоступными для сотрудников компании, была создана «Структура карьерного роста», из которой становятся очевидными карьерные маршруты для любой штатной позиции. При освоении каких конкретных знаний и навыков можно подняться на карьерной лестнице обозначено в документе, который называется «Карьерный план». Помимо сказанного, в нем описаны также модели компетенций на ключевые должности и необходимые уровни их проявления.

При формировании кадрового резерва мы руководствуемся принципом 70 на 30, т.е. при заполнении вакансий предпочтение отдаем собственным подготовленным кадрам

и лишь на 30% - принимаем персонал «со стороны». Так, за период с апреля 2011 года по июнь 2015 года переведено на вышестоящие должности 420 работников из кадрового резерва, и только 175 – «со стороны». Благодаря ежемесячному мониторингу показателя процесса «Доля рабочих, переведенных в РСС, от общего количества назначений (приема) $\geq 70\%$ », нам удастся выдерживать положительный тренд выдвижения на должности именно наших подготовленных резервистов.

Многие молодые ребята с образованием, активно проявляющиеся в работе, направляют в отдел кадров самодекларации – резюме с указанием конкретных профессиональных достижений, которые могут подтвердить его более старшие коллеги по работе. Также на зачисление в кадровый резерв по инициативе отдела кадров могут претендовать сотрудники, получившие высокую оценку по результатам аттестации, активно участвующие в общественной жизни коллектива. После официальной оценки компетенций, а в нашем случае это, в первую очередь, ИПП сотрудник из категории «кадровый запас» переходит в «кадровый резерв».

Об этой приятной новости он узнает также из СМС, которое ему непосредственно направляется владельцем процесса «Кадровый резерв». В сообщении ему предлагается участвовать в пополнении имеющихся на корпоративном портале компании сведений.

Каждый резервист, имеющий доступ к компьютеру, может посмотреть и актуализировать информацию о себе и своих достижениях. Портал удобен также для руководителя, который хочет подобрать себе резервиста на высвобождаемую вакансию. Однако более полную информацию, в т.ч. о компетенциях заинтересовавшего кандидата, руководитель сможет получить только у сотрудника отдела кадров. Эти данные, наряду с другими сведениями и отзывами руководителей, хранятся уже непосредственно у владельца процесса «Кадровый резерв» в программном продукте «1С:ЗУП» и передаются, в первую очередь, Заказчику. Служба оценки компетенций направляет ему и в отдел кадров информацию о проведенном интервью с результатами соответствия компетенций кандидатов действующей модели должности. У Заказчика появляется так называемые рейтинги нескольких кандидатов с дополнительной информацией о сильных сторонах сотрудников и с рекомендациями к развитию.

Отдел кадров аккумулирует и другую актуальную информацию о резервисте: поданных идеях, результатах работы, аттестации, а также обязательную информацию об образовании, трудовой деятельности, опыте выполнения целевых заданий, наградах и другие необходимые сведения. Они оцифровываются и также передаются Заказчику. При принятии кадрового решения Заказчик, в первую очередь, отбирает специалиста с

наибольшим процентом соответствия, профессиональными достижениями и потенциалом к дальнейшему эффективному труду.

В настоящее время работа с Модель управления кадровым резервом в компании стала более прозрачной и четко контролируемой, что, несомненно, привело к положительному результату.

Экономический эффект от реализации кадрового резерва за год составляет 142,230 тыс.руб.

Особенности рекрутинга поколения "Y" в УК ООО "ТМС групп"

В.В. Ильдукова (УК ООО «ТМС групп»)

Рекрутинг – это действия, направленные на поиск, подбор необходимого персонала.

Любой бизнес – это сумма трех важных ресурсов: деньги, материально-техническая база и люди. Люди – самый важный капитал. Другими словами, успешность любого бизнеса во многом зависит от кадров.

Не секрет что сегодня основная часть молодёжи не хочет трудиться на производстве и при выборе профессии останавливается зачастую на менеджменте, юриспруденции, экономике. Но реальность такова, что эти направления остаются невостребованными.

Заместитель министра труда, занятости и социальной защиты Республики Татарстан Клара Тазетдинова отмечает, что потребность в специалистах рабочих профессий была, есть и будет.

Сегодня наша компания нуждается в ряде остродефицитных профессий: токарях, сварщиках, наладчиках станков, слесарях КИП.

Поэтому перед кадровиками компании стоит задача не только найти, но и создать канбан-банк резервистов рабочего персонала.

Для решения этой задачи, мы сфокусировали внимание на контингенте обращающихся к нам кандидатов, а также применили теорию поколений.

Теория поколений была обозначена в 1991 году американскими учеными Нейлом Хоувом и Вильямом Штраусом. Их внимание привлек известный "конфликт поколений", который не связан с возрастными противоречиями.

Сегодня на рынке труда представлено три поколения людей. Это «Беби-Бумеры»- люди старше 52 лет, «Х» Поколение- люди старше 32 лет , Поколение «Y»- молодежь до 32 лет. Ценности «беби-бумеров»- это коллективизм, оптимизм, культ молодости, награды в виде грамот, медалей. Ценности поколения Х- надеяться только на себя, техническая грамотность, готовность к изменениям, стремление учиться в течение всей жизни. Мы

понимаем, что в скором будущем управлять нашими компаниями будет поколение «У»- это ребята для которых на первом плане получение скорого результата, немедленное вознаграждение, ответственная гражданская позиция.

Чтобы в дальнейшем привлекать «игреков», мы должны уже сейчас перестроиться и при трудоустройстве ориентировать их на близкие им ценности.

Поэтому сегодня рекрутер УК использует дополнительные инструменты взаимодействия и информирования. Это- акция «Надежный коллектив», внутренний портал нашей компании, Битрикс, официальный сайт нашей компании, группа УК В КОНТАКТЕ, студенческая биржа труда SBT-UNIVER, WhatsApp, АВИТО, кадровое агентство.

Ранее все кандидаты направлялись на собеседование к начальнику цеха. Было замечено, что не все направленные в цех на собеседование в итоге трудоустраивались в нашу компанию. Рекрутер изучил проблему и проведя опрос самих кандидатов, выяснил, что начальник цеха во время собеседования делает упор на самой работе и о должностных обязанностях. Учитывая, что представителей поколения «Y» больше интересуют возможности саморазвития, а не просто выполнять монотонную работу, работая по рабочей профессии, было решено перед собеседованием с начальником цеха проводить в отделе кадров интервью . Тем самым рекрутер как бы подготавливает кандидата, рассказывая обо всех возможностях и инструментах. Был разработан новый формат интервью, которое было оформлено в виде рационализаторского предложения.

Рекрутер коротко рассказывает о компании и о профессии, поскольку для поколения «Y» важны бренд компании и возможность показать себя, само реализоваться:

Проговаривает о возможности поменять профессию в рамках нашей компании, о реальной возможности карьерного роста, т.к. на 70% предпочтение отдается своим работникам. А также о возможности самому повлиять на уровень своего заработка, воспользовавшись инструментами: видеокраудсорсинг, подача рационализаторских предложений и идей, быть корпоративным журналистом в газете УК и на портале и т.д. Об участии наших сотрудников в общественной жизни и спортивных соревнованиях. Ведь Поколение «Y» не хотят жить на работе. Хотят работать «играячи».

На конец 2014 года текучесть представителей поколения У снизилась и составляет треть из общего числа работников. Следует отметить, что коэффициент текучести рабочих, состоящих в Кадровом резерве, в 2012 году составлял 5,9, а уже в 2013, 2014- 4,9.

На 22 апреля 2015 года численность поколения У из общего числа работников составляет 40%. Средний срок работы сотрудника в компании по сравнению с 2012 годом вырос и составляет 4,1 лет.

Экономический эффект от рекрутинга ориентированного на поколение «У» за три месяца составляет 634,8 тыс.руб.

Повышение производительности труда звеньев ООО «МехСервис-НПО» при помощи внедрения идей

Петров М.С. (УК ООО «ТМС групп»)

Плановое количество КТО в день на одно звено составляет 3 СК. На данном графике за апрель месяц 2014 года видно, что не всегда данное целеполагание исполняется. По результатам анализа было выявлено 2 основных причины не исполнения целеполагания:

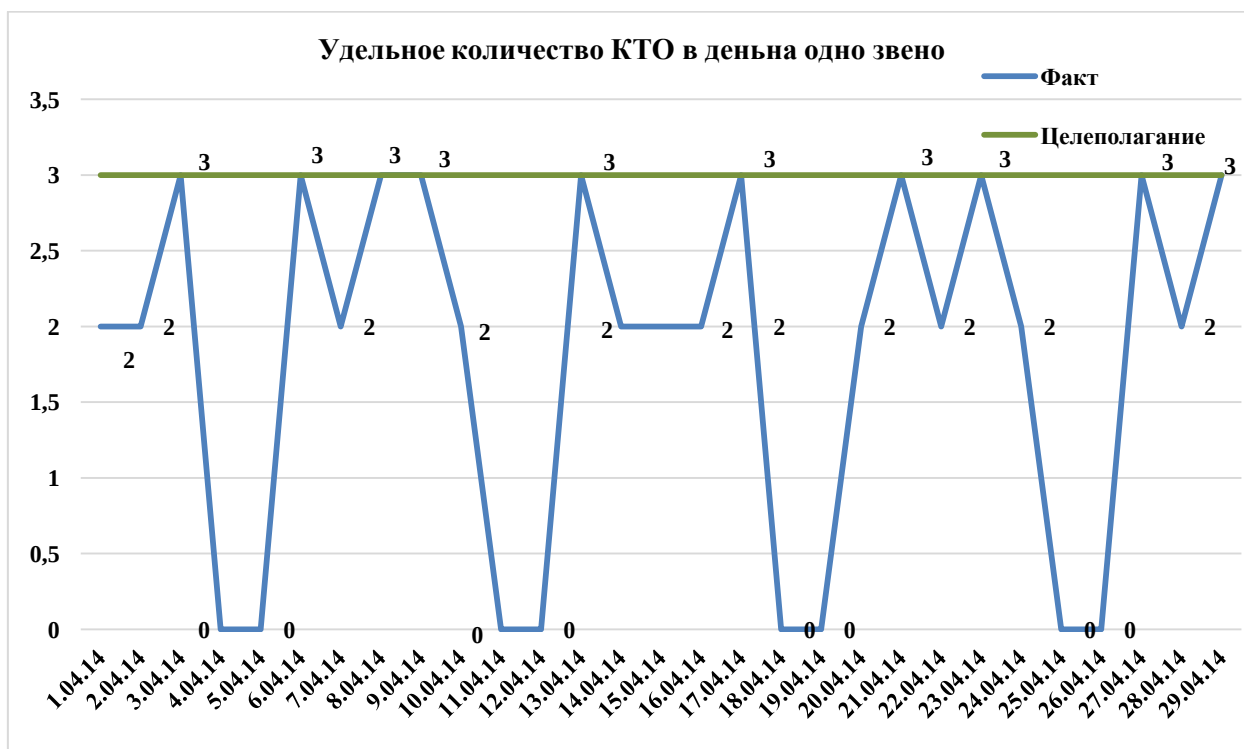


Рисунок 1. Причины невыполнения КТО

- Первая (выделена желтым цветом) - отвлечение звеньев КТО на выполнение ГТМ;
- Вторая (выделена красным цветом) - это отвлечение звеньев КТО на заявочные работы.

Первая причина возникает в связи с не равномерным распределением ГТМ в течение месяца (основная часть работ приходится на первые две недели), с периодическим увеличением количества заявок, а так же с отсутствием подъездных путей в период распутицы и зимнее время.

Вторая причина возникает вследствие того, что звено КТО в своём составе не имеет газозлектросварщика и соответствующего оборудования. В результате чего возникает необходимость привлечения звена, оснащённого сварочным оборудованием для дополнительного подхода к скважине для устранения замечаний. Для анализа рассмотрим период с января по февраль и выявим причины возникновения заявок в диаграмме Парето. Самое большое количество заявок приходится на сварочные работы по ремонту шарниров СУ и ремонту заземления электродвигателя. Для выполнения данных работ необходимо:

- оформить наряд-допуск для проведения огневых работ;
- сварочное звено или сварочный аппарат «Форсаж-301»;
- работа газозлектросварщика.

Для решения данных проблем мною была предложена идея «Оптимизация рабочего процесса по ремонту СУ СК и заземления электродвигателя». Данная идея заключается:

- 1) в замене сварочного соединения на клепочное;
- 2) в креплении заземления электродвигателя при помощи болтов;
- 3) в разделении звена КТО на звено ТО по механике и звено ТО по электрике

При этом необходимо заказать инструмент, шарниры для двери СУ, клепки подходящего размера, запорные устройства и прутки диаметром 10мм, а так же обеспечить транспортом звено ТО по электрике. После закупки всего инструмента электромонтер сможет во время ТО ремонтировать шарниры двери СУ, и устанавливать заземление ЭД без использования сварочного оборудования.

Эффективность предложения подтверждена расчетами и составило более 5000 рублей с ремонта одного объекта.

По результатам видно, что это выгодно и эффективно. Мы разработали стандарт по ремонту шарниров и замков и внедрили этот метод.

Плюсом при реализации данной идеи стало освобождение сварочного звена, вследствие отказа от сварочных работ, уменьшение количества повторных подходов, повышение производительности звена ТО ЭО в связи с ликвидацией времени ожидания окончания работ звеном слесарей-ремонтников.

К минусам внедрения данной идеи можно отнести необходимость закупки дополнительного оборудования и обеспечение звена ТО ЭО транспортом.

В связи с учетом всего этого произвели расчет экономического эффекта и получили прибыль более 996,720 тысяч рублей в год с одного цеха ООО «МехСервис-НПО».

По результатам внедрения мы получили: загруженность персонала только той работой, которая нам приносит прибыль, снижение повторных подходов. И по диаграмме

анализа заявочных работ за апрель 2015 года видно, что количество заявок по ремонту шарниров СУ и установке заземления ЭД значительно снижено.

Организация процесса документооборота при формировании сертификатов качества на продукцию

М.С. Фурманец (УК ООО «ТМС групп»)

При покупке продукта как пищевого назначения, так и предмета бытовой техники, мы всегда обращаем внимание на его технологические и технические характеристики. Одним из важнейших документов подтверждающих соответствие готовой продукции для потребителей является паспорт, который содержит сведения о гарантии изготовителя, сертификации. Так и для сбыта продукции нашего предприятия наличие паспорта качества не является исключением.

Паспорт качества — документ, устанавливающий фактические численные значения характеристик качества продукции, полученные в ходе лабораторных испытаний, операционного и приемо-сдаточного контроля. Тем самым паспорт качества на готовую продукцию описывает само изделие.

При отгрузке готовой продукции предприятие сталкивалось с рядом проблем при оформлении паспорта на выпускаемую продукцию. В первую очередь ранее выданные паспорта не возможно было архивировать. На каждую партию приходилось паспорт создавать заново.

Сбор информации для создания паспорта на изолированную трубу происходит с 5 журналов. Также не было определенно закрепленного человека за данным процессом. Каждый исполнитель затрачивал время для ознакомления информации по отгрузке предыдущего дня. Вследствие чего паспорт зачастую получался не корректным и требовал дополнительного оформления.

Сравнительный анализ данных показал, что расширенная номенклатура выпускаемой продукции и ручное заполнение паспортов качества приводило к временным потерям и снижению производительности труда.

Для решения данной проблемы был открыт проект по паспортизации готовой продукции в системе 1С, которая позволит с минимальными затратами времени оформить паспорт, исключить ошибки при формировании паспорта и оперативно получать информацию о качестве выпускаемой продукции.

Новый механизм формирования паспортов качества в системе 1С предполагает вывод готовой продукции из ранее внесенных данных в документы. Паспорт состоит из следующих справочников:

- выпускаемая продукция;
- номера труб с покрытием;
- показатели анализов номенклатуры.

Данные справочники оформляются ежедневно по результатам суточной выработки ответственным контролером.

Формирование «Паспорта качества готовой продукции» становится автоматическим со всей полнотой и быстротой получения информации о качестве продукции.

Экономический эффект более 400 тыс.руб. был получен за счет сокращения времени простоя автотранспорта.

Таким образом, мы решили ряд вопросов:

- 100 % архивирование паспортов качества выпускаемой продукции на электронный носитель;
- снижение количество случаев некорректного оформления паспортов с 4 до 1;
- сокращение время на оформление паспорта качества до 5 минут;
- сокращение время простоя автотранспорта с 20 минут до 5 минут;
- комплектование выпускаемой продукции корректной документацией.

Применение видеопанелей для укрепления единого информационного пространства Компании

Г.Р. Хакимова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Восприятие целей и задач, стоящих перед организацией, как своих собственных является мощным фактором, оказывающим влияние на трудовую мотивацию работников. Организации, сумевшие поддержать и развить эту потребность у своих работников, получают в итоге колоссальную отдачу. Поддержание высокого уровня осведомленности работников о положении дел в организации и о перспективах ее развития, привлечение работников к решению важнейших организационных проблем, практика управления, ориентированная на более полный учет интересов работников - все эти меры способствуют усилению трудовой мотивации персонала, повышению готовности работников напряженно работать в интересах компании.

Основная цель при создании единого информационного пространства компании – организация единой платформы для получения разнообразной информации из различных

корпоративных источников данных. При расширении, географической распространенности Компании видеопанели приобретают важное значение как средства доставки информации работникам.

Задачами демонстрации фото и видеоматериала являются:

- информирование работников по основным вопросам и видам деятельности Компании;
- пропаганда передового опыта решения производственных, экономических и социальных проблем, возникающих в ходе основной деятельности Компании с целью повышения производительности труда;
- формирование корпоративной культуры и создание положительного имиджа Компании.

Для организации работ по демонстрации информации, т.е. для создания единого информационного пространства Компании необходима установка видеопанелей (телевизоров) внутри здания административно-бытового комплекса (АБК) на региональных производственных базах с подключением к корпоративному portalу ПАО "Татнефть".

Информация, размещаемая на видеопанелях, транслируется в режиме слайд-шоу. Каждый слайд отображается в течение 5 секунд.

В нижней части монитора отображается краткая информация ПАО "Татнефть" в режиме «бегущей строки».

В левой части монитора располагаются поля для размещения текстовой информации, кратко повествующей о содержании слайда.

На видеопанелях предусмотрено транслирование следующей информации:

- фотографии состоявшихся мероприятий (культурно-массовые, спортивные, выставки, экскурсии семинары, конференции и т.д.) с указанием даты проведения;
- анонсы предстоящих мероприятий;
- награды и достижения Компании;
- поздравление юбиляров – работников Компании;
- новости Компании;
- новые назначения;
- фотографии передовиков производства, лучших уполномоченных по охране труда, ветеранов Великой Отечественной войны, тружеников тыла и заслуженных ветеранов;
- исторические фотоматериалы структурных подразделений;
- видеоматериалы о деятельности Компании.

Обязательному размещению подлежит актуальная информация о состоявшихся и планируемых мероприятиях с участием работников Компании (анонсы и отчеты об участии в семинарах, конференциях, саммитах, выставках, культурно-массовых и спортивно оздоровительных мероприятиях и др.).

Вся информация транслируется согласно установленных сроков, максимальная трансляция информации не более 4-х рабочих дней.

Информация, транслируемая на видеопанелях, в большинстве своем дублирует информацию, размещаемую в официальной группе Компании в социальной сети «ВКонтакте» и наоборот, при условии, что материал соответствует вышеуказанным категориям.

Информация, транслируемая на видеопанелях, в дальнейшем размещается в корпоративной газете и на официальном сайте в сети Интернет, в виде полноформатных статей (заметок), при условии, что материал соответствует рубрикам корпоративной газеты и официального сайта.

Затраты на оснащение мониторами всех производственных зданий составит 386 тысяч рублей. Данная сумма включает в себя монитор, кронштейн крепежный и кабель типа HDMI длиной 15 метров.

Реализация пилотного проекта Фонда социального страхования «Прямые выплаты по социальному страхованию» в системе SAP ERP HCM

Л.В. Комарова (Центр обслуживания бизнеса ПАО "Татнефть")

С 1 июля 2015 года на территории Республики Татарстан стартовал пилотный проект Фонда социального страхования (далее ФСС) РФ «Прямые выплаты». С этого времени не работодатели, а ФСС назначает и выплачивает пособия напрямую работающим гражданам по их выбору на лицевой счет получателя в банке или почтовым переводом.

Порядок взаимодействия участников пилотного проекта

При возникновении права на пособие работник приносит работодателю документы, подтверждающие это право, и оформляет заявление с указанием реквизитов, на которые будут перечисляться пособия (счет в банке или почтовый адрес). Работодатель, в течение 5 календарных дней направляет в ФСС комплект документов с описью либо электронный реестр получателей пособий. В течение 10 календарных дней с момента получения всех документов Фонд обязан выплатить пособие на счет застрахованного лица. В случае обнаружения ошибок ФСС направляет страхователю извещение. В течение 5 рабочих

дней со дня получения такого извещения страхователь обязан внести исправления или представить недостающие документы.

Реализация бизнес-процесса по выплате пособий за счет средств ФСС в системе SAP ERP HCM

Так как для ПАО "Татнефть" интересна именно схема электронного документооборота с ФСС, то перед нашим структурным подразделением была поставлена задача в кратчайшие сроки предоставить решение данного вопроса. Была разработана схема реализации данного бизнес-процесса, которая позволила максимально использовать уже имеющуюся в системе SAP информацию по работникам для назначения и выплаты пособий в ФСС. Идея реализации данного проекта была поддержана, согласована отделом кадров и отделом бухгалтерского учета и отчетности ПАО "Татнефть" и описана в проектном решении.

Суть: При наступлении страхового случая работник обращается к сотруднику, ответственному за ввод пособия в систему SAP. Пособие регистрируется в системе. Процесс регистрации пособий занимает минимальное время, так как в системе уже имеются все данные о сотруднике. Далее распечатывается заявление на выплату пособия в ФСС. Заявление и пакет документов передается в расчетный отдел. Расчетный бухгалтер формирует электронный реестр, который передается в ФСС.

Итоги

По итогам внедрения проекта в системе реализовано:

- инструмент для регистрации в системе пособий; автоматическое формирование расчетных данных; заявление на выплату пособий; электронный реестр сведений (реестр сведений по временной нетрудоспособности по причине болезни в формате EXCEL, реестр сведений для выплаты единовременного пособия при рождении ребенка в формате EXCEL, реестр сведений для выплаты ежемесячного пособия по уходу за ребенком в формате EXCEL, реестр сведений в формате XML, реестр сведений в формате ALV (визуализация XML-файла)).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что поставленные в рамках пилотного проекта Фонда социального страхования цели достигнуты.

Данный проект внедрен в 20 структурных подразделениях ПАО "Татнефть".

Моим вкладом в эту работу является контроль и сопровождение проведения работ, разработка инструмента регистрации в системе пособий.

Нашей командой рассматривается возможность реализации распознавания данных листка нетрудоспособности по двумерному штрих коду (QR-коду), нанесенному в левом верхнем углу листка. В результате сканирования в программе создается и предъявляется

пользователю новый практически заполненный в системе SAP HCM документ «Больничный лист». Таким образом, значительно сократится время, необходимое для регистрации в системе пособий по временной нетрудоспособности.

Для подсчета экономической эффективности от внедрения был проведен сравнительный анализ времени ввода каждого вида пособия в систему SAP и в подсистему АРМ, предлагаемую Фондом социального страхования для передачи сведений по получателям пособий. Экономический эффект подсчитывался для 19 структурных подразделений ПАО "Татнефть". Было определено общее количество пособий за год по всем предприятиям и подсчитана разница между стоимостью ввода всех этих пособий в систему SAP и в АРМ ФСС, которая составила 16 021 407 руб. За вычетом затрат на разработку экономия от внедрения за 2015 год составит 15 735 675 руб.

Показатели экономической эффективности следующие: ЧДД (чистый дисконтированный доход) – 53 217 тыс. руб. (за срок эффекта – 5 лет), ИДД (индекс доходности дисконтированный) – 5, дисконтированный срок окупаемости – меньше года.

Снижение аварийных недоборов нефти при эксплуатации сетей электроснабжения объектов нефтедобычи посредством воздействия на персонал и производственные процессы

А.Ю. Грахов (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Снижение аварийности эксплуатируемого электрооборудования – ключевой показатель эффективности предприятий оказывающих сервисные услуги на электрооборудовании сетей внешнего электроснабжения. Для нефтедобывающего комплекса данный вопрос наделен особой актуальностью ввиду экономических издержек вследствие простоя оборудования и нарушения геологического режима площадей разработки.

Для обеспечения выполнения задаваемого Заказчиками темпа снижения аварийности, в ООО «Электро-ЭнергоСервис» было принято решение об определении стратегии снижения аварийности эксплуатируемого оборудования.

Первым этапом построения стратегии явился структурированный анализ аварийности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования, в динамике за прошедшие 5 лет. Результаты анализа отражены в настоящем проекте. Последующим этапом стало выполнение аналитической и практической работы, результатом которой явилась представленная стратегия.

Структура стратегии предусматривает воздействие по трем направлениям:

1. Воздействие на эксплуатирующий персонал.
2. Воздействие на процессы эксплуатации.
3. Воздействие на эксплуатируемый объект.

По направлению воздействия на эксплуатирующий персонал осуществляется:

- формирование программы обучения и повышения квалификации персонала.

Данная программа охватывает широчайший спектр воздействия на качественный состав Общества от влияния на учебный процесс профильных учебных заведений до программ переподготовки руководителей высшего звена. Влияние на учебный процесс позволяет в целом повысить уровень профессиональных знаний и навыков.

- ввод персональной ответственности работников за качество предоставляемых сервисных услуг (оформление карт выполненных работ на каждую сервисную операцию с указанием фамилии исполнителей, видеофиксация во время производства работ). С целью формирования мотивации работников к снижению аварийности и повышению производительности труда введен порядок рейтингования и поощрения на всех уровнях организации работ.

По направлению воздействия на процессы эксплуатации:

- сформированы и утверждены регламентирующие документы определяющие, в том числе: состав работ на обслуживаемом оборудовании и межремонтную периодичность; нормативы расхода материалов в разрезе видов работ; порядок учета и расследования аварий; эксплуатационные инструкции; технологические карты и паспорта.

- определение форм обязательной ежедневной, еженедельной, ежемесячной; квартальной; годовой и аварийной отчетности.

- разработаны и внедрены стандарты содержания подстанций, воздушных линий и комплектных трансформаторных подстанций. Цель стандартизации – выработка единой системы представления и понимания требований к основным элементам и схемам системы электроснабжения, обеспечивающих необходимую надёжность и эффективность их эксплуатации;

- введена система мониторинга представленных на рынке инструментов и приспособлений, возможных к задействованию при выполнении сервисных работ.

- с целью обеспечения контроля за полной и качеством предоставляемых сервисных услуг, внедрена видеорегистрация рабочего времени бригад. Данное нововведение обеспечило возможность контролировать процесс выполнения работ вне территории производственных баз (доля выездных сервисных работ близка к 100%).

Общая распространенность оборудования сетей внешнего электроснабжения, рассматриваемых в настоящем проекте, позволяет адаптировать полученные результаты к решению вопросов аварийности различных организаций.

Разработанная стратегия снижения аварийности эксплуатируемого оборудования, позволяет производить оценку работы в данном направлении различных по уровню организационных единиц – бригада, участок, цех, предприятие. Данное обстоятельство позволит адресно оценивать, критиковать и планировать мероприятия по повышению надежности оборудования, что в конечном итоге обеспечит выполнение заданных Заказчиком темпов снижения аварийности.

Мой вклад в эту работу: непосредственное формирование презентуемой стратегии снижения аварийности; анализ эффективности разработанных мероприятий; распространение разработанной стратегии путем публикации в корпоративных СМИ, участию в семинарах, презентационных встречах.

Создание эффективной системы управления производительностью труда линейных бригад

М.З. Адимухаметов, Б.Ф. Садыков (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Наибольший объем предоставляемых услуг в процессе строительства и капитального ремонта энергетического оборудования занимает процесс капитального ремонта ВЛ, класса напряжения 6-110 кВ или (46 %, более 443 млн. руб.).

По итогам первого полугодия 2014 г. из 17 бригад по капитальному ремонту воздушных линий, 7 бригад выполнили производственную программу неэффективно.

В результате определены два этапа решения проблем, а именно:

1. Внедрение системы ежедневного контроля выполнения работ и мониторинг ежедневных затрат;
2. А так же организация работы комплексными бригадами.

По первому этапу решения необходимо было создать систему, позволяющую ежедневно контролировать выполнение работ с определением и устранением возникающих проблем при производстве работ. Для решения данных задач, мы внедрили:

- Систему управления в коротких интервалах (работа по сменному заданию);
- Внедрили процессное управление (описание и построение четкой структуры процессов с распределением зон ответственности);
- Создали маршрут эскалации проблем;

Для осуществления контроля над выполнением объема работ в коротких интервалах разработали и внедрили сменное задание, теперь период планирования сократился с 1 месяца до 1 смены.

За период мониторинга с 1 сентября по 31 ноября 2014 г. составили диаграмму Парето по основным причинам простоев бригад, согласно которой 80 % случаев срыва выполнения сменного задания, было обусловлено тремя причинами.

Для решения проблем отклонения бригад от маршрута следования и остановки в пути, без производственной необходимости, стандартизировано время нахождения автомобиля в пути, а мониторинг времени осуществляется с помощью системы видеорегистрации.

Для решения проблем ожидания бригадой допускающего, дополнили регламент взаимоотношений между дочерними обществами

Для более четкого разграничения ответственности мы определили владельцев обеспечивающих выполнение ключевых процессов, такие как: своевременное и качественное обеспечение транспортом, ТМЦ, предоставление работ и т.д. При возникновении срыва производственного процесса выводом его на результативность занимается владелец процесса.

Для оперативности решения проблем в производственной деятельности вызывающих риск срыва сменного задания применена система эскалации.

В результате, потери на одну бригаду сократились в среднем на 203 минуты (*или 3,4 часа*) в неделю.

В следствие чего количество неэффективных бригад по состоянию на 31.12.2014 года сократилось с 7 до 3-х бригад.

Причиной неэффективности оставшихся трех бригад показал, что проблема обусловлена фактами неэффективного использования транспорта.

Таким образом, мы определили перед собой цель к 1 апреля 2015 г. обеспечить 100 % эффективность бригад по ремонту ВЛ, а количество повторных выездов сократить полностью (*с 5 шт. до 0*).

За период мониторинга с 1 октября по 31 декабря 2014 г. составили диаграмму Парето по основным причинам простоев бригад, согласно которой 80 % случаев срыва выполнения сменного задания обусловлено двумя причинами:

- 1) низкая эффективность автобуса;
- 2) низкая эффективность использования транспорта для доставки материала.

Для решения проблемы неэффективности использования транспорта внедрена система организации работ при проведении КР ВЛ комплексными бригадами. До

внедрения данной системы каждый цех самостоятельно проводил работы, силами 17 бригад, при этом численность бригад составляла от 3 до 11 человек, а загрузка спецтехники составляла от 30-55%.

Таким образом, из 17 бригад мы организовали 9 комплексных.

Производительность труда в данных бригадах в первом квартале в 2015 г. выросла на 9% в январе, на 19 % в феврале и в марте месяце на 17% по сравнению с аналогичным периодом 2014 г.

При этом по результатам за 2015 год, ожидаемое снижение числа отключений составит на 916 шт., снижение транспортных затрат на 8237 тыс. рублей и недоборов нефти на 3048 тн.

Повышение эффективности процесса расчета заработной платы за счет картирования операций и их автоматизации

С.Р. Заляева, А.О. Гарипова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В настоящее время вопросам повышения эффективности труда уделяется особенное внимание.

В рамках представленной работы мной проведено картирование выполняемых процессов, в которых выявлены и агрегированы по видам основные потери и предложены пути оптимизации неэффективных операций для повышения производительности труда.

Структурирование процессов необходимо для формализации основных процессов и определения веса в общей структуре затрат времени. Основными процессами с точки зрения трудозатрат являются расчет заработной платы, работа с табелями учета рабочего времени, расчет социальных выплат и другие.

В качестве процессов для оптимизации были определены – «Формирование табеля рабочего времени за I половину месяца» и «Расчет материальной помощи к отпуску по Коллективному договору». Основными факторами для выбора процессов стали:

- высокий процент затрат в общем объеме работы;
- наличие в данных процессах низкопроизводительного времени (потери);
- возможность внедрения улучшений собственными силами.

Карта текущего состояния процесса «Формирования табеля рабочего времени за I половину месяца». Картирование процесса позволило выявить потери времени от непроизводительного движения, ожидания и излишней проверки, от брака и переделки.

Расчет трудозатрат производился на основании фотографии рабочего дня и анкетирования цеховых распределителей работ. Общая сумма непроизводительного времени в данном процессе составляет 31,5 чел./часа в месяц.

В целях повышения эффективности данного процесса предлагается перевести процесс формирования табеля рабочего времени полностью на электронный документооборот.

Реализация данного предложения возможна по двум основным причинам:

1. Законодательство не предусматривает обязанности оформлять отдельный табель для выплаты аванса;
2. Информация в табеле по итогам месяца (который обязателен на бумажном носителе как первичный бухгалтерский документ) дублирует табель за I половину месяца и, как следствие, вся информация по итогам месяца пройдет согласование и сохранится на бумажном носителе.

Процесс формирования табеля рабочего времени за I половину месяца после оптимизации. Предполагается, что табель будет формироваться только в электронном виде и только за подписью руководителя цеха (участка) и направляться без согласования в бухгалтерию для начисления аванса.

Следующим процессом для оптимизации является расчет суммы материальной помощи к отпуску. Картирование данного процесса позволило выявить потери времени от излишней обработки информации и дублирующего переноса данных из одного программного продукта в другой. Потери времени специалиста ОТиЗП из расчета по 10 мин. на каждого работника (перенос данных, проверка, расчет суммы, формирование сводной ведомости) непроизводительное время составляет 52 часа в год.

Потери времени расчетного бухгалтера (из расчета 5 мин. на 1 сотрудника) составляют 26 часов.

В рамках повышения эффективности данного процесса предлагается исключить перенос данных из 1С в Excel и обратно. Для этого необходимо запрограммировать алгоритм данного расчета в 1С по аналогии с Excel.

Реализация данного предложения возможна по двум основным причинам:

- алгоритм расчета мат. помощи сформирован и апробирован в Excel;
- программирование данного алгоритма возможна в 1С для автоматизации процесса.

После внедрения предложения по автоматизации процесс будет выглядеть следующим образом:

- специалист ОТиЗП вводит фамилии работников для расчета;
- 1С проводит расчет и выдает готовый реестр для утверждения;

- расчетный бухгалтер после утверждения реестра проводит расчет в зар.плату.

Результатом внедрения данных мероприятий станет высвобождение 456 чел./часов трудозатрат и оптимизация 192 машино-часов в год.

Суммарный экономический эффект составляет 507 тыс. руб.

Высвобожденное время предлагается направить на дальнейшее совершенствование процессов отдела для оптимизации непроизводительного времени и повышения производительности труда.

Автоматизация системы планирования и контроля за выполнением работ на объектах структурных подразделений ПАО "Татнефть"

Д.В. Маврин, Р.Г. Калимуллин (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

В 2014 году была начата работа по автоматизации процессов планирования и контроля выполняемых работ. За основу был принят внедренный в компании программный комплекс «Директум», позволяющий достаточно гибко настроить систему для выполнения конкретных задач.

Предпосылками для начала работы явились:

- возможность снижения затрат транспортных и человеческих ресурсов;
- отсутствие подтвержденного ежедневного выполненного объема работ, в том числе и со стороны основного Заказчика;
- длительность согласования документов на бумажном носителе.

Для решения данных задач в 2014 году были открыты проекты совместно с НГДУ «Альметьевнефть» и в НГДУ «Нурлатнефть». В 2015 году с НГДУ «Азнакаевскнефть».

Проекты реализовывались в 2 этапа: 1 этап планирование работ; 2 этап - контроль за ходом их выполнения.

Для выполнения 1 этапа потребовалось провести анализ формы плана работ и необходимых сопроводительных документов таких как дефектные ведомости и разрешительные документы на право производства работ, сроках и порядке их согласования.

Определен список специалистов НГДУ и нашей компании, которые согласовывают данные документы;

Расписаны процессы, определены роли всех участников процессов. Разработано техническое задание и выполнено программирование маршрута.

Разработанный и запущенный маршрут планирования работ позволил:

- увеличить скорость получения планов работ и сопутствующих документов от Заказчика до цехов;

- сократить сроки составления и утверждения сетевых план-графиков работ и графиков плановых отключений;

- повысить дисциплину всех участников процесса по своевременному предоставлению планов работ, сетевых план графиков и графиков плановых отключений;

Для выполнения 2 этапа – ежедневного предоставления отчета по выполненным планам работ была выбрана иерархическая структура маршрута передачи данных, начиная с ответственного лица в цеху до представителя Заказчика.

Каждому участнику в среднем отводится по 2 часа рабочего времени. В результате отчет по выполненным работам заполняется Исполнителем, проверяется эксплуатирующей организацией и согласовывается Заказчиком уже к концу рабочего дня следующего за отчетным.

Реализация 2 этапа проекта позволила:

- равномерно загрузить инженерно-технический персонал компании в течение всего месяца;

- повысить ответственность работников предоставляющих информацию;

- повысить оперативность предоставления данных;

- минимизировать замечания со стороны Заказчика после выполнения работ;

- устранять возникающие замечания по работе в течение отчетного периода;

- получать отчет о выполненном объеме работ в любой момент времени без необходимости отправки запроса.

На примере открытого проекта совместно с НГДУ «Альметьевнефть» нам удалось:

- снизить непроизводительные потери на 6 часов или на 85%;

- снизить использование транспорта на 0,2 %;

- обеспечить равномерную загруженность инженерно-технического состава работников компании и её дочерних обществ т.е. возможность распланировать рабочее время так, чтобы выполнить все задания в срок;

- обеспечить своевременное предоставление отчетов.

На сегодняшний день работа по тиражированию данных процессов продолжается. Учитывая, что для реализации проектов производится исключительно специалистами ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» без привлечения программистов и разработчиков программного комплекса «Директум», затраты на его внедрение отсутствуют.

При этом высвободившиеся транспортные и трудовые ресурсы можно использовать в производственных целях, не используя их на согласование документов.

Перевод всех 9 НГДУ на автоматизированную систему планирования и контроля выполненных работ, при текущих темпах реализации проектов, планируется завершить собственными силами к декабрю 2016 года.

Медиация, как альтернативный способ урегулирования споров

В.А. Максимова (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Нагрузка судов на сегодняшний день столь велика, что разрешения дела приходится подчас ждать годами. В странах с развитой судебной системой широко распространены альтернативные способы разрешения споров, не использующие мощи государственной судебной машины. Одним из таких способов является медиация.

Во всем мире медиация является одной из самых популярных форм урегулирования споров. Статистика развитых стран показывает, что 83% - 85% всех процедур медиации успешны. Россия в этом отношении не является исключением – в последние годы наблюдается возрастание интереса к данной форме урегулирования конфликтов, разрешению споров на основе переговоров спорящих сторон с участием посредника – медиатора.

В соответствии с пунктом 2 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 №193-ФЗ «Об альтернативной процедуре урегулирования споров с участием посредника (процедуре медиации)» процедура медиации – это способ урегулирования споров при содействии медиатора на основе добровольного согласия сторон в целях достижения ими взаимоприемлемого решения.

Иными словами, медиация - процесс переговоров, проводимый при помощи привлечения в дискуссию третьей стороны. Две стороны (или более) встречаются с нейтральной третьей стороной (медиатором), которая ведет данный переговорный процесс, помогая сторонам прийти к взаимовыгодному решению возникшего спора.

Медиация наиболее приемлема в ситуациях, когда необходимо быстрое урегулирование разногласий, при желании сторон сохранить конфиденциальность, при ограниченности в средствах и желании поддерживать отношения в дальнейшем.

Ключевая роль в ходе медиации принадлежит медиатору, как сопровождающего обеих сторон на пути устранения конфликта, поэтому от него, помимо высокого интеллектуального уровня, требуются коммуникабельные способности, креативность в отношениях со сторонами, психологическая устойчивость, глубокие познания не только в юриспруденции, но и в экономике, бизнесе и предпринимательстве. Стороны наделяют его определенным объемом процессуальных полномочий. В то же время, он не в праве ни

судить, не примирять, ни делать заключений, ни давать оценок, он не в праве принимать никакого решения, которое затрагивало бы разрешаемую проблему.

В медиации решение о прекращении спора на тех или иных условиях принимается самими сторонами, так как медиатор не наделен полномочиями выносить какое-либо решение, обязательное для сторон спора. Роль медиатора заключается в том, чтобы помочь сторонам лучше понять друг друга, достичь согласия; в некоторых случаях - помочь найти варианты условий, на которых может быть урегулирован спор.

Медиатор не исследует доказательства и не дает оценку правомерности требований сторон, его главная задача - обеспечить взаимопонимание между сторонами, выявить и помочь реализовать возможность решения проблемы на условиях, приемлемых для всех участников.

Медиация способна взять на себя часть важной функции судебной деятельности – восстановление мира между спорящими сторонами, что освободит суды от части нагрузки и при этом она не требует участия государственных органов.

На сегодняшний день процедура медиации официально существует в России чуть больше 4 лет. За это время проявилась и ценность самой процедуры медиации и трудности, которые всегда возникают на этапе становления. Следует отметить, что основная ценность медиации заключается в том, что это очередной, прогрессивный шаг в развитии культуры общества, за ним реальное будущее.

К практическим трудностям во внедрении процедур медиации следует отнести, следующие:

1. несовершенство существующего законодательства в области медиации;
2. отсутствие теоретической базы, за счёт этого возникает путаница и в самом подходе к медиации;
3. необязательность на современном этапе применения процедуры медиации при возникновении спора;
4. отсутствие практической разъяснительной работы о пользе и эффективности медиации.

Для нашей страны особую значимость приобретают вопросы адекватного (неискаженного) понимания процедуры медиации, наличие высокого уровня подготовленных медиаторов, что позволит вывести медиацию на заслуженное место в системе урегулирования конфликтов и недоведения их до категории споров, разрешаемых юрисдикционными органами в установленном законом порядке. Однако, для этого нам понадобятся терпение и труд, мудрость и постоянно совершенствующееся отечественное законодательство.

Видеорегистрация как инструмент выявления непроизводительных потерь

Д.И. Яковленко, Р.Р. Бабаев (ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»)

Сегодня существует ряд непроизводительных потерь, имеющих негативное влияние на результаты деятельности большинства организаций, в том числе топливно-энергетического комплекса.

Для их искоренения введены и успешно применяются ряд инновационных инструментов. Одним из таких инструментов является применение системы видеорегистрации. В Управляющей компании и ее 4-х дочерних обществах внедрен «Стандарт организации мониторинга производственных процессов с помощью системы видеорегистрации». В выездных бригадах используются 130 видеорегистраторов.

Создана служба мониторинга производственных процессов в задачи которой входит: Просмотр предоставленного видеоматериала, выявление отклонения производительного времени от нормативного, еженедельный анализ с расчетом полученного эффекта

Стандартом определены требования к подразделениям

А также система ответственности за их соблюдение.

Съемка видеоматериала начинается с момента выезда транспорта с базы производственного обслуживания, заканчивается возвращением бригады на производственную базу

В конце рабочего дня цеха производят сбор видеоматериала с видеорегистраторов и отправку видеоматериала в Аналитическую группу АУП Общества и в СМПП

При проведении анализа видеоматериалов аналитической группой должны быть зафиксированы и отражены документально следующие выявленные факты: несоблюдение технологического режима; несоблюдение правил промышленной безопасности и охраны труда; отклонение производительного времени от нормативного.

Задачи СМПП: просмотр видеоматериала с выявлением нарушений и оформлением контрольной карты по каждой бригаде по секции соблюдения стандартов производства работ; проведение сравнительного анализа значений контрольных карт производительности труда и видеоматериала, выявление отклонений и непроизводительного времени; формирование еженедельного отчета по всем этапам направления утвержденной формы

Аналитическая группа Общества консолидирует все предоставленные чек-карты, в одну сводную ежедневную чек-карту.

Также Стандартом определяется система инцидентов, влияющих на производительность и фиксируемых при видеорегистрации.

Кроме анализа и выявления потерь была проделана работа по стандартизации времени движения бригады до объекта. Разработана памятка, по которой операторы группы мониторинга просчитывают максимальное время нахождения в пути

Закреплением достигнутых результатов стала разработка Дополнения к Стандарту, за разработку которого было получено авторское свидетельство

Дополнением к Стандарту для объективной оценки непроизводительных потерь и мотивации персонала к поддержанию достигнутого целеполагания разработана система допустимых отклонений.

Бригадам разделенным по видам выполняемых работ устанавливаются рамки допустимых, незначительных, критических и недопустимых значений

При попадании в зону недопустимых отклонений хотя бы один раз в месяц на руководителя бригады и начальника цеха оформляется приказ о лишении премиальной составляющей.

Для стимулирования обществ в области снижения непроизводительных потерь разработана система рейтинга. Результаты рейтинга подводятся ежемесячно

В результате проделанных мероприятий по выполнению утвержденного целеполагания в области сокращения непроизводительных потерь, с начала 2015 года потери в выездных бригадах сократились практически на 50%.

Внедрение системы 5С в работу специалистов конструкторско-технологической службы

В.Е. Пронин (институт «ТатНИПИнефть»)

Цель: повысить производительность труда специалистов конструкторско-технологической службы. Задача: внедрить систему 5С в работу на персональном компьютере в программе «Компас». Специалисты конструкторско-технологической службы большую часть рабочего времени работают за компьютером в программе «Компас». «Компас» – это программа, которая служит для построения и оформления проектной и конструкторской документации (чертежи изделий, схемы, спецификации, таблицы, инструкции, расчетно-пояснительные записки, технические условия, текстовые и прочие документы). Продолжительная работа за компьютером весьма негативно сказывается на организме: в первую очередь страдают глаза, спина, руки, снижается внимательность, возникает усталость.

Рассмотрим работу в программе «Компас» более детально. Для построения чертежа в программе «Компас» необходимо вызывать определенные графические команды

(отрезок, окружность, вспомогательные прямые и т.д.), а для этого приходится многократно входить в меню и подменю, перемещать курсор из одной части экрана в другую, наводить курсор на мелкие кнопки панели инструментов и нажимать на всплывающие окна. Таким образом, для вызова часто используемых команд приходится ежедневно перемещать компьютерную мышь на тысячи метров по рабочему столу и совершать тысячи кликов. Наведение курсора на кнопку команды панели инструментов – это концентрация внимания, и, как следствие, утомление и усталость в ходе продолжительной работы. Для упрощения работы в программе «Компас» предлагается применить один из инструментов бережливого производства – систему 5С.

1С – Сортировка. Задача: разделить все команды на три категории: постоянно используется; не используется, используется редко/может понадобиться. Постоянно используются команды геометрии (отрезок, окружность, точка), разновидности вспомогательной прямой (вертикальная, горизонтальная, параллельная и перпендикулярная прямые), команды редактирования (поворот, симметрия). Команды, которые не используются необходимо удалить из панели инструментов.

2С – Создание рабочего места. Задача: определение места и размещения команд таким образом, чтобы их легко было находить и применять. Альтернативой многочисленным входам в меню и подменю для вызова определенных команд является оптимизация панели инструментов, изменение настроек меню быстрого доступа и использование «горячих клавиш» клавиатуры. «Горячие клавиши» позволяют оптимизировать работу за компьютером и не прерывать творческий процесс.

Через настройки программы задаем сочетание клавиш на вызов часто используемых команд. Например, сочетание клавиш Ctrl+F1 ... Ctrl+F12. Для упрощения использования «горячих клавиш» необходимо использовать компьютерную мышь с дополнительными кнопками и запрограммировать их команды Ctrl и Esc. Для визуализации команд клавиатуры необходимо над панелью кнопок F1-F12 наклеить графические указатели команд. Часть команд необходимо добавить в панель быстрого доступа и панель инструментов.

3С – Содержание в чистоте. Задача: сократить время на восстановление индивидуальных настроек каждого сотрудника. Программа «Компас» позволяет создавать «Профиль» и хранить в нем созданные настройки системы в виде файла. Файл можно хранить в общей папке и при необходимости работы на другом компьютере или при смене компьютера загрузить «Профиль» в программу и продолжать работу без перенастройки ПК.

4С – Стандартизация. Задача: фиксация в письменном виде правил рационального размещения команд в панели инструментов, настроек меню быстрого доступа и использования «горячих клавиш» клавиатуры.

5С – Совершенствование. Задача: придерживаться разработанной методики, постоянно ее улучшать, искать оптимальное положение команд в панели инструментов, чтобы выполнение установленных процедур превратилось в привычку.

Выводы:

1. Внедрение системы 5С в работу на ПК применимо к работе с файлами и большинством существующих программ (AutoCAD, CorelDraw, MicrosoftOffice и т.д.).

2. Внедрение системы 5С в работу специалистов конструкторско-технологической службы позволяет сократить на 30-50% временные затраты на перенос чертежей с бумажного носителя (справочника), за счет снижения на 50-70 % количество действий по поиску команд.

3. Методика оптимизации работы в программе «Компас» найдет применение в структурных подразделениях ПАО "Татнефть" и на всех предприятиях машиностроительного комплекса РФ.

Квест «Альметьевск 1720»

А.С. Шарифуллин (ООО «УК «Татспецтранспорт»)

«Альметьевск 1720» – это мобильное приложение, реализованное в виде геолокационного краеведческого Квеста (Игры).

Основные понятия:

Квест – один из жанров мобильных игр, представляющий собой интерактивную историю-приключение, где главный герой - игрок.

Геолокация – определение географического местоположения игрока, с целью использования этой информации в приложениях.

Краеведение – полное изучение определённой части страны, города или деревни.

Краеведческий квест (Игра) «Альметьевск 1720» - инновационный проект, с применением самых последних достижений ИТ-технологий, целью которого является вовлечение молодежи в изучение географии и истории родного края.

Разработчиками мобильного приложения «Альметьевск 1720» являются региональная молодежная общественная организация «Центр социальных инноваций и молодежного предпринимательства Республики Татарстан» - резиденты ИТ – парка г. Набережные Челны и аспиранты Набережночелнинского института социально-

педагогических технологий и ресурсов. Так же, стоит отметить, что проект «Альметьевск 1720» поддерживается Всероссийской Общественной Организацией «Русское Географическое Общество», с помощью которой будут подготовлены материалы для «Альметьевск 1720». Разработчики учли и возрастную психологию, и огромный интерес молодежи к мобильным устройствам и технологиям, и последние тренды в образовании, где игры стали самым перспективным форматом познания окружающего мира.

Геолокационный краеведческий Квест «Альметьевск 1720», как и любое мобильное приложение, можно будет скачать в Play Market и App Store, абсолютно бесплатно. Квест состоит из 150 заданий:

- 100 вопросов-викторин по истории города и ПАО "Татнефть",
- 50 заданий – посещений достопримечательностей, музеев, социальных объектов компании «Татнефть».
- отдельный блок вопросов и заданий, будет посвящен 70-летию Победы в Великой Отечественной Войне.

Используя мобильное приложение «Альметьевск 1720», игроки смогут получать задания и выполнять их в любое удобное время. В игровой форме, в течении 6 месяцев, жители Альметьевска заново будут открывать для себя историю и географию родного города, посетят его достопримечательности и поучаствуют в городских мероприятиях.

Проверка выполнения заданий происходит автоматически, в том числе с помощью функции геолокации, присутствующей в любом мобильном телефоне.

За правильные ответы на вопросы и за посещение достопримечательностей игрокам начисляются баллы. По согласованию с ПАО "Татнефть" игрокам, набравшим наибольшее количество баллов, будут вручены памятные призы и дипломы.

По имеющимся маркетинговым данным, за 6 месяцев действия проекта, более 10 000 молодых людей в возрасте от 15 до 35 лет скачают мобильное приложение «Альметьевск 1720». Широкий спектр охвата аудитории, от студентов учебных заведений до рабочей молодежи, даст положительный эффект по изучению истории города и компании ПАО "Татнефть".

Геолокационный краеведческий Квест (игра) «Альметьевск 1720» станет ярким и интересным событием в общественной жизни города.

Стоимость проекта 1 200 000 рублей.

Как «вырастить» специалиста

Ч.Х. Мухаммедов (НГДУ «Лениногорскнефть»)

Современный нефтяной бизнес ставит кадровые службы нефтегазовых компаний и предприятий в условия, когда необходимо принимать на работу выпускников уже готовых к самостоятельной работе, готовых с моральной, физической и профессиональной точек зрения, а главное желающих расти дальше, становиться высококлассными специалистами своего дела.

В связи с этим, актуальность выбранной темы обусловлена интересом к решению проблем, связанных с компетенцией молодых работников и специалистов, которая все больше становится определяющим фактором конкурентоспособности любого предприятия. В этой связи важно не только представлять и контролировать работу с молодыми работниками, но и искать новые пути для ее усовершенствования. Сегодня молодые специалисты выполняют огромный объем работы, являются важнейшим звеном эффективного функционирования управления в целом. При этом их труд требует наличия обширного объема знаний, как в технологии добычи, так и в других направлениях, поэтому эффективно выполнять свои функции могут только высококвалифицированные специалисты.

Целью разработанного комплекса работ является поиск и развитие талантливой молодежи, подготовка высококвалифицированных специалистов, которая решает следующие задачи:

- эффективная профориентация (начиная с СОШ);
- привлечение молодёжи в профильные учебные заведения;
- организация эффективной практики (с получением результата и его оценкой)
- избирательное трудоустройство (через досье);
- организация эффективной адаптации;
- повышение профессиональных и производственных показателей молодежи;
- повышение мотивации молодых специалистов.

Схематично, разработанный методический инструмент, включает в себя следующие этапы работы:



Профориентационная деятельность,
организация эффективных практик

Выборочное трудоустройство, адаптация
и наставничество

Повышение профессиональных
показателей молодых специалистов

Эффективная работа с кадровым резервом



Благодаря разработке данного комплекса мы:

- методично формируем чёткое представление учащихся о том, кем они станут во взрослой жизни, где они смогут развиваться, чего достичь;
- организовали эффективную работу с практикантами;
- внедрили в производство усовершенствованную систему адаптации и наставничества;
- повысили эффективность работы с кадровым резервом;
- повышаем производственные показатели предприятия и Компании в целом.

Таким образом, НГДУ при активном участии молодёжной организации и совместно с Советом молодых специалистов, разработала и внедрила комплекс по привлечению и «выращиванию» специалистов. Мы рассматриваем человеческий и интеллектуальный капитал как объект инвестиций не менее, а быть может, и более важный, чем оборудование и технологии, считаем его наиболее ценным активом нашей Компании.

Oil exploration on the Domanik formations. Further exploration of the Semilukskiy-Mendymyskiy formations in the Romashkinskiy oil field

J.K. Kashapova, L.I. Gazizullin (OGPD Leninogorskneft)

Currently, shale oil exploration is a prospective line of petroleum industry development in the Republic of Tatarstan. Rocks of Mendymyskiy and Semiluksky formations are the promising deposits for shale oil occurrence. Semiluksky-Mendymyskiy deposits form a sheet along the Urals Fold System from the Pechora Sea to the Caspian Depression (across Bashkortostan and Tatarstan).

We considered two sites in the West-Leninogorskiy area of the Romashkinskiy Field - in its northern and western parts.

In the Site 1, geophysical data was examined, and 10 wells were selected out of 50, where radioactive logging was performed in the considered interval of Semiluksky-MendymyskiyFm; and we have identified the reservoir units in the studied horizons. Thereupon, depth maps over Mendymyskiy and Semiluksky horizons were created. In the study area, there is the evidence of MendymyskiyFm oil content - in core taken from the well 12445A, where fractured bituminous limestone is observed in the interval 1550-1570 m. The author built W-E and S-N cross-sections.

In the Site 2, geophysical data was examined, and 13 wells were selected out of 63, where radioactive logging was performed in the considered interval of Semiluksky-MendymyskiyFm; and we have identified the reservoir units in the studied horizons. Thereupon, depth maps over Mendymyskiy and Semiluksky horizons were created. Before the data were loaded to the Map Manager software program, the maps were non-informative and gave a poor indication of the rocks geometry. In the study area, there is the evidence of Semiluksky-MendymyskiyFm oil content: formation testing was carried out in the wells 6057 and 6125 using formation tester set - oil was obtained; flow tester SNIG survey was performed in the wells 6125 and 12504 - the studied formations were considered producible; mud logging was carried out in the well 6122 - bituminous carbonate rocks were identified in the interval 1505-1604 m. NML data are also available in the well 6058A, where the well log data interpretation is necessary. We created one W-E cross-section and three S-N cross-sections running through the wells 6194, 6125, 4728.

For greater certainty in oil saturation in these sites prior to well interventions, it is necessary to perform a set of well logging including: carbon/oxygen logging, NGL.

Following the mentioned geophysical studies and confirmation of oil presence in these sites, we recommend horizontal sidetrackkickoff and fracturing: in the well 12445A in the Mendymsky horizon (Site 1), where at the moment oil content is confirmed in the core from the well; in the well 6058 (one of pressure-observation wells) in the Mendymsky horizon (Site 2), sidetrack should be run towards the well 6056, where formation test confirmed oil content; in the well 4728 (one of pressure-observation wells) in the Semiluksky horizon (Site 2), sidetrack should be run towards the well 6125, where formation test confirmed oil content.

These wells had performed their functions, so we recommend interventions to be performed in them; in the case of oil inflow obtained this will allow getting them back to the producing wells stock. The expected annual oil recovery for these wells is 8 370.3 tons.

We carried out the current reserves estimate, according to which the initial commercial in-place reserves of oil in the Site 1 make 268 400 tons, including 53 700 tons of initial oil in place. The initial commercial in-place reserves of oil in the Site 2 make 530 100 tons, including 106 000 tons of initial oil in place.

Next, we calculated an economic efficiency of the recommended measures. Total Net Present Value is RUB 172.5 mln, Profitability Index exceeds 1.45, Payback Period less than 2.6 years.

Additional exploration of potentially productive horizons over the yet drilled well stock allows obtaining incremental reserves with no need for costly drilling of exploratory wells. New oil deposits can be discovered by means of geological and geophysical materials re-examination and E&P works planning.

Method for identification of likely rod string failure point based on "failure" dynagraphs indicating suspected rod string parting/breakout as per results of clamp-on polished rod dynamometer survey

L.N. Nuriakhmetov (OGPD Leninogoskneft)

In order to reveal rod string failures (parting/breakout) it is necessary to know absolute values of loads applied onto the polished rod, which can be obtained only with the aid of a horseshoe transducer installed between upper and lower carrier bars. When application of the horseshoe transducer is not possible, the only way to identify a failure is to apply a clamp-on polished rod dynamometer. However, experience has proven rather poor quality of rod string failure diagnosis based on dynagraphs obtained using polished rod dynamometer. It is often attributed to instrumental error, as the measured parameter is not the load itself in the rod suspension point, but the lateral deformation of the polished rod. Meanwhile, the difficulty of

diagnostics of sucker rod pump failure or parting/breakout based on dynagraphs obtained using polished rod dynamometer is less attributable to measurement error, but rather to imperfection of the algorithm used in software systems for calculation of loads in the polished rod suspension point (such as MIKON or General Measurements Manager).

The dynagraph recorded using polished rod dynamometer shows not absolute but relative values of loads applied onto the rod. As it was mentioned above, this can be explained by the specific features of this type of dynamometer, which does not measure the load itself, but the elastic lateral deformation of the polished rod caused by the said load. The values of absolute loads on the rod are calculated by means of further processing of dynamometer cards using software systems such as General Measurements Manager. To do so the software generates a modelled dynagraph where the theoretic maximum load is equal to the sum of rods buoyancy weight load and the weight of liquid, while the minimum load is equal to the rods buoyancy weight load. Then the software places by default the primary dynagraph symmetrically with respect to the average load among the theoretical maximum and minimum values, and as the result the processed dynagraph shows the absolute load values.

However this algorithm of dynagraphs processing will provide the absolute loads on the rod with some error only for so-called working dynagraphs. This algorithm is not applicable for recalculation of absolute loads in cases of rod string failure.

Therefore, the following methodology is proposed for recalculation of such dynagraphs in order to obtain more reliable absolute load values and to determine the probable rod string parting point as per "failure" dynagraphs obtained with a polished rod dynamometer and indicating possible parting/breakout.

Principle of the method consists in building a profile of maximum and minimum absolute loads changes in the rod suspension point vs the rod string length variation, and determination of amplitude loads as per the profile data. Then the amplitude load value obtained from the raw failure dynagraph is compared to the data calculated for the profile. The rod string length corresponding to this certain amplitude load on the profile will actually show the point of probable parting/breakout.

The manual calculation of extreme loads variation profile in the rod suspension point vs rod string rod variation will require a lot of time and efforts. Therefore, to facilitate the method application the entire calculation algorithm is implemented as MS Excel program.

An innovation proposal has been applied for this method.

The software trial has proved that difference between calculated and actual failure points does not exceed 10% of the entire rod string length.

Within the period of 2013 -2014 there were 205 well recovery jobs with parted rod strings, where application of a horseshoe transducer was not possible. The total cost of these operations made approximately RUB 2.984 million.

The use of this software will increase the accuracy of diagnosis of rod string failure in such wells and will help to avoid such expenses in future.

Implementation of centralized approach of category management in stores and cafes of TATNEFT-AZC CENTER

B.I. Kiyamov (URNIN, TATNEFT)

Highly competitive environment in dynamically developing petrol stations retail market forces companies to explore new methods of assortment and stock management on related business objects. Limited space of petrol stations stores makes it important to use it most efficiently.

The reason for the implementation of category management in TATNEFT-AZC CENTER was the insufficient increase of turnover and gross profit of the company, as a result of centralized assortment and stock management absence, which included unfilled shelves and high price of market basket, compared to competitors.

Category management is a modern approach of centralized assortment management, which facilitates efficiency of related business.

Implementation of centralized approach in assortment and stock management of petrol stations stores and cafes will help increase gross profit by at least 20%, using ABC analysis tools, merchandising, pricing and constant control of stock turnover.

Implementation of standard supply contract will allow centralized negotiating and execution of contracts directly with manufacturers on better conditions with marketing agreements. The check-list of implemented business processes will boost self-check at petrol stations.

In order to estimate efficiency of category management, comparative analysis was carried out between traditional approach of decentralized assortment management, used by TATNEFT-AZC CENTER and modern category stock management of TATNEFT-AZC-ZAPAD.

Comparative analysis featured two periods of 2012 and 2013. Each regional business unit included only those branches that had worked with quantitative accounting for more than 2 years. Preliminary ABC analysis revealed 4 groups of products with 3 categories in each with the most share of proceeds.

The results of the analysis revealed:

1. Turnover decrease of TATNEFT-AZC CENTER by 3%, whereas TATNEFT-AZC-ZAPAD featured 5% increase.
2. Purchase price dynamics per product unit grew by 18% in TATNEFT-AZC CENTER, compared to the new category management approach, which, on the contrary, showed purchase price decrease by 1%.
3. Selling price dynamics per product unit in TATNEFT-AZC-ZAPAD grew by 7%, this indicator in TATNEFT-AZC CENTER was almost three times higher, 20%.

The results of supplementary analysis of gross profit of regional business unit based on identical factors showed 22% growth in TATNEFT-AZC-ZAPAD and 12% growth in TATNEFT-AZC CENTER.

Following the results of comparative analysis, which revealed positive dynamics of centralization and category management, road map for the implementation of category management in TATNEFT-AZC CENTER was approved, aiming at gross profit increase by at least 20%.

The following work has been done at the moment:

1. Regulation for sales network department of TATNEFT retail network is approved;
2. Regulation for assortment policy of TATNEFT retail network is approved;
3. Regulation for pricing policy of TATNEFT retail network is approved;
4. 17 supply contracts on the level of TATNEFT-AZC CENTER are centralized;
5. Check-list of implemented business processes is developed.
6. An instruction for development and applying the planograms at petrol stations has been approved.

Conclusion:

Additional income from category management implementation and contracts centralization on the level of TATNEFT-AZC CENTER is predicted to be at least RUB 14 million for 2015. At the moment centralization of 17 contracts brought additional predicted income of at least RUB 4.5 million for 2015.

In the context of geopolitical crisis, associated with sanctions and retaliatory sanctions, traditional approach of decentralized assortment management, will lead to retail stagnation. Whereas modern centralized approach of category management and stock control will allow to focus on assortment and stock optimization through balance between properly purchased and timely sold products.

**Drilling of the directional and horizontal wells. Construction and correction of a cut.
Requirements to the drilling rig at work with MWD systems with various communications
channels**

A.V. Muzipov (OOO UK Tatburneft)

The report consistently provided information about the profile of the well and its basic elements (stabilization, corner set and corner hade), discusses the zenith angle, the azimuth angle and spatial angle. In the illustration clearly shows the main types of profiles of horizontal wells. In the table given the intensity of downhole drilling motors depending on the declared value of the skew angle. In the process of drilling SP LLC "Horizont" works closely with the group of the geological support created by JSC "Tatneft". On the example of the well 27667-was shown the project profile and the actual profile made by the group of the geological support teams because of the changing geology. Operative correction of the profile during drilling directly according telemetry and above-bit module allows a well on the most productive part of the pay. By the group of the geological support are build the geological model, the decision on further drilling and sent the team in central despatch office of Society. Further considered the requirements to drilling mud during drilling of horizontal wells, requirements to circulating system when using telemetry with a hydraulic communication channel and operational restrictions at work with ZTS-42-KK telemetry MWD system.

System of personal employee development

A.V. Zakirov (TMC group)

At the present time it is quite obvious to many people that human capital is one of the most valuable resources of any company. The effectiveness of work of any department, and workshop, and organization as a whole depends on the effectiveness of work of employees. If company focuses on their development, helps them to achieve their individual and professional goals then there are good chances of company goals achieving. It should be remembered that employee development must be connected to his professional activity and has to be realized within the bounds of those competences which are necessary for concrete position rank.

Thirty workers of TMC group became team members of the project "Approbation of system of personal employee development". Each one of them got a possibility to develop themselves by following up their personal employee development plans ("road maps"), and even to get incentives for such activity. These employees are production workers, foremen, specialists,

leading specialists and managers. During the project they focused on their work improvement and did everything to develop themselves and their company.

Difficult production problems solving was one of the obligatory conditions in every “road map”. Every department faces some problems, so a worker can choose one of them in order to solve it during the project. To do this a worker has to find key parts of the problem, analyze it, find different solutions, choose the best one, and realize it. While doing all these actions a worker often needs to learn something new, to develop himself and his company.

A worker can get a certain development when he takes part in trainings within industry (TWI), in different projects, in MNPK and seminars of CSMS, in professional skill competitions, sports competitions, and etc. So for the purpose of realization and approbation the system of personal employee development author of this work developed a list of employee development indicators (see Table 1). All the indicators were measured in score points, so workers could understand which indicators are more valuable for the organization.

For the purpose of motivation there was also a list of possible rewards (see Table 2). So a worker could choose incentives equal to his development, for example, extra up to 30% for half year, gym or swimming-pool membership, tickets to a concert or a game, etc. Score system was realized such way that effect from workers development was 5 times higher than cost of workers rewards.

So every worker of the group had designed personal employee development plans (“road map”) for the following 6 months. In order to monitor their results we organized a group of experts. They organized monitoring in their own lines of work by using score points to measure workers results. For example, youth leader monitored workers’ achievements in MNPK or Seminars of CSMS, and editor-in-chief of corporate newspaper “Navigator” monitored their activity in mass media (their published news and articles).

In order to measure results of the project a control group № 2 was set up. It was identical to the first group in position rank, age, gender, etc. A group of experts monitored both groups using the identical parameters. Participants from control group № 2 were not informed of the purpose of the test. On completion of the project there was a considerable difference in various results between the two groups.

Thanks to the project, it became possible for the company’s management to make an overall assessment of all the useful actions a worker is prepared to undertake for development of both - his own and his company’s. As a result both – the company and its employees gain from using individual “road maps”. The former benefits from reduction in costs through workers’ increased efficiency. The latter besides self-development benefits from a transparent system of incentives with clear and specific indicators, and a reward as a result of their achievements.

The justification of drilling appraisal wells to clarify the geological structure and the drilling of production wells on the Ashalchi natural bitumen field

R.R. Satdarov (NGDU Nurlatneft)

Now all major oil companies are trying to solve the problem of maintaining and increasing oil production. This can be achieved through the development of hard recoverable reserves, which also include high-viscosity oil. Tatarstan has large reserves of high-viscosity oil - about 450 fields. In the southeast is located Cheremshano-Bastrykskaya area which contains 112 fields, including Ashalchi natural bitumen field.

2005 - in TatNIPIneft was composed "Technological scheme of pilot development Ashalchi natural bitumen field". And in 2006 started works on the introduction of new technology with the use of horizontal wells, including method of steam assisted gravity drainage.

In 2008 TatNIPIneft accepted technological scheme of development where application technology to expand to the all deposit. The final project document is valid "Supplement to the development plan" composed in 2012. It adopted a program for the study of the Ashalchi field on which were additionally drilled 79 appraisal wells and was composed scheme of drilling development wells. This scheme include drilling 49 pairs of production and injection horizontal wells; 18 cyclic horizontal wells. The total number of wells - 116.

But the development revealed geological factors that complicate the development of the field:

1. Complicated geological structure of sheshminski horizon and poor study of the object, which leads to the drilling wells in a water zone.
2. The difference absolute marks of water-oil contact in different wells.
3. Changeable oil saturation and presence of impermeable layers in the productive part of the reservoir
4. Problems associated with the hydrodynamic connection between the steam injection and production wells

After drilling, for creating hydrodynamic connection the steam is pumped into production and injection wells. The problem connected with creating hydrodynamic connection between the production and injection wells is occurred in wells №№ 15036 and 15037. This pare of wells have worked about six month. The temperature in wells was no more 45 degrees, which is shown in picture. In the well № 15036 was observed the temperature fall from 50 to 21grad centigrade and water cut reached 100%. Even after repeated cycle of steam injection the oil production

stayed less than 0.8 tons per day. A thermometry logging was conducted on this wells, in result, at the depths 230 to 270 m. the temperature falls, which tells that a well drill in water zone.

All of this indicates a difficult structure of the field and the need for additional geological study.

To solve this problem experts have proposed before drilling production horizontal wells to drill vertical appraisal wells in the direction of the future well bore. This solution allows to:

- determine the profile of the productive layer
- clarified water contact profile
- show the degree of saturation and the heterogeneity of the productive horizon

In the area wells are drilled at a distance of 10 to 30m from future horizontal wells, the distance between the wells is estimated about 80 to 120m. After clarification of the well bore of a horizontal well, at a distance of 80-120m simultaneously is drilling of next horizontal well.

As a result, deposit scheme of drilling change in the following areas: in the north-eastern section the oil-saturated thickness not confirmed. As a result, instead a drilling the pairs of horizontal wells was decided to drill a single cyclic wells.

Geological structure was updated in the south-eastern section and was decrease the number and location of the project well bores.

In the western sector oil-saturated thickness and contour of field didn't change.

As a result, changed the scheme of drilling development wells and to 10 wells reduced amount.

Economic efficiency by reducing drilling wells was more than 400 million Rubles

For this technology has been registered patent.

1. Drilling of additional appraisal wells helped to clarify the geological structure of field.
2. Were determined position of oil-water contact and field heterogeneity.
3. Was changed the scheme of drilling development wells.

The economic effect of Delayed Coker Unit (DCU) gases routing to Fluid Catalytic Cracking unit (FCC)

I.I. Salakhov, A.M. Kozin, I.F. Khalilov, A.R. Bikmukhametova (JSC TANECO)

According to Complex design hydrotreated hydrocracking vacuum gasoil and hydrotreated heavy coker gasoil are used as the feed for fluid catalytic cracking unit (FCC). At 100% FCC load in addition to the target gasoline fraction (617.87 ths. tpa) propane-propylene

(PPF - 87.23 ths. tpa) and butane-butylene fractions (BBF - 167.22 ths. tpa) will also be produced.

Analyzing the Complex internal product streams it was detected that the delayed coker gas contains about 7%wt. C5-C6 fraction, 25%wt. PPF and 13%wt. BBF.

Since FCC Unit includes Gas separation section, it is advisable to consider the possibility to extract the valuable products from DCU gases at FCC unit. The comparison of the products initially obtained at FCC unit and after the proposal implemented is shown in Table 1.

Table 1. - Comparison FCC unit streams characteristic before and after the implementation of the proposal

Name of the process stream	According to design ths. tpa	After the implementation of the proposal, ths. tpa	Δ , ths. tpa	Additional profit*, mln. rubles
FCC gasoline	617,87	629,37	11,50	276,10
PPF	87,23	139,3	52,07	691,23
BBF	167,22	195,33	28,11	482,14

Total: 1 449. 47 mln. rubles / y

* – costs of productions are taken from the current version of Company Master Plan .

Technical feasibility of the proposal has been worked out with the licensor of the catalytic cracking process during the development of the basic design. To maintain the FCC gasoline quality (sulfur content not more than 20 ppm) DCU gas should be treated from hydrogen sulfide and mercaptans before routing to FCC unit. Removal of hydrogen sulfide can be implemented on the existing Amine treatment Unit.

We have reviewed the technical and commercial proposals for DCU gases treatment from mercaptans issued by russian and foreign design institutes, the most optimal process was DMD-2 developed by JSC VNIIUS. The essence of the process is the preliminary removal of the remaining amounts of hydrogen sulfide and carbonyl sulfide from the feed after amine treatment using the hot aqueous solution of sodium hydroxide and further extraction of the mercaptans using the catalyst complex solution. The proposed arrangement will allow to receive hydrocarbon gas without hydrogen sulfide, with carbonyl sulfide less than 1 ppm and mercaptan sulfur C1 -C3 not more than 5 ppm.

During DMD 2 operation the caustic effluents are produced which shall be neutralized by "Serox" as it was proposed by VNIIUS.

The essence of the process is the liquid-phase oxidation of toxic sulfide and hydrosulfide, sulfites and mercaptide by atmospheric oxygen in the presence of a homogeneous catalyst IVKAZ.

Negative aspect of DCU gases routing to FCC unit is decrease of fuel gas in the fuel gas system of Complex. According to the analysis of fuel gas properties change after extraction of PPF and BBF from DCU gas decrease of fuel gas calorific value was founded but the burners of the furnaces are not required to be modified. However, it will be necessary to buy additionally 123.9 mln Nm³ / yr of natural gas to fill up balance of the fuel gas system (449,5 mln. rub./ y – as of June 2015). JSC VNIIUS estimated total capital cost of the proposed units being 282.5 mln. rub. and operating costs– 4,8 mln. rub./yr.

After the completion of this proposal the economy will change as follows:

Additional profit from PPF,BBF, C5-C7 extraction = 1 449,47 mln. rub.

Capital cost = 282,5 mln. rub;

Operating costs = 4,84 mln. rub;

Depreciation payments = 14,13 mln. rub

The economic effect per year :

$1\,449,47 - 4,84 - 14,13 - 449,4 = 981,1$ mln. rub.

Payback period = 2,5 years.

Thus, based on our analysis, we can make a conclusion on the feasibility of DCU gases routing to Fluid Catalytic Cracking unit (FCC).

The startup of the FCC unit is expected in 2018, therefore Construction Project management Deptment of JSC Tatneft is performing the detailed design considering the routing of DCU gases to FCC Gas fractionation section. There is further option to increase profits of Complex by processing BBF and PPF into the gasoline component in Alkylation unit or Oligomerization Unit.

Effect of horizontal well completion on recovery of reserves

I.R. Mukhliev (NGDU Djalilneft)

Over the past 20 years TATNEFT Company has been successfully drilling and operating wells with horizontal completion. They include horizontal wells (HW), multilateral wells (MLW) and horizontal sidetracks (HST). It is of particular significance for complete recovery of remaining reserves from the deposits with high clay content. At present time there are more than 60% of wells in the world drilled with horizontal completion. Their operation experience has proved high efficiency of horizontal drilling.

Despite success of horizontal drilling techniques worldwide, it should be noted, that their potential hasn't been fully used yet due to a number of challenges, like the following:

- High heterogeneity in a geological cross section of the reservoir;
- Fast decline of production rate due to reservoir pressure drop;
- Water-cut growth due to fissured rocks in all reservoirs developed by NGDU.

This paper studies the opportunities in enhancing current development techniques, the efficiency of implementing horizontal drilling in NGDU. The authors have worked out some guidelines and suggestions for improving efficiency of horizontal drilling operations.

An advantage of the open hole completion is that it ensures no negative effect of cement slurry to the reservoir and low cost. As for the rest, the design has certain disadvantages:

- All layers with different porosity and permeability is not separated;
- Open hole is risky while workover and logging operations.

In comparison with an open hole, a slotted liner completion is more preferable because in this case it is possible to preserve a nominal diameter of horizontal wellbore, and carry out logging and washing operations. But in contrast to the open hole completion it is impossible to carry out cement squeeze jobs. In addition, slotted liner completion has one more disadvantage: as with open hole, all layers with different porosity and permeability are not separated. We can consider this significant disadvantage when studying the design of well no22387G. After putting it into operation in 2014 it took several months to achieve dramatical 75% increase of water cut. According to the production log data, with horizontal wellbore the main flow was produced from the most high-permeable section of the wellbore. Low permeable areas of the reservoir are not developed.

Thus, the types of well completion, like open hole and slotted liner completions, are not optimal in terms of oil reserves recovery from horizontal wellbore areas. Intervals with better porosity and permeability will water out faster, and the rest of the intervals won't be developed. Unfortunately, the majority of the wells with horizontal completion have these well completion types (64% of HW, 48% HSD). It is impossible to carry out workover operations in the majority of the wells.

There were no similar problems observed in horizontal wellbores with cemented casing. All layers were separated, it was possible to produce and treat intervals one after the other. In wells no 27815G and 34041G, after total water encroachment of the intervals, isolation operations were performed, which resulted in growth of the production rate, and decrease of water-cut (table 1).

no	wells no	Horizon	Parameters before isolation			Type of workover	Parameters after isolation		
			Liquid production rate, m ³ /d	Oil production rate, t/d	Watercut, %		Liquid production rate, m ³ /d	Oil production rate, t/d	Watercut, %
1	27815G	bobrikovian	19	1.2	93	isolation works in horizontal borehole	18	15.3	5
2	34041G	kinovian	19	0.1	99	isolation works in horizontal borehole	10	4.3	50

Table 1. Efficiency of isolation works in horizontal wellbore.

Economic efficiency of isolation works in these wells has been calculated. Net Present Value (NPV) is 68.4 mln.rubles, and estimated payback period is 3 months.

It is very important to select the appropriate well completion type. The results obtained from the operation experience of wells with horizontal completion proved to be the most successful technique for these sorts of wells. The paper shows how the well completion technology affects the possibility of isolation works in wells with horizontal completion. The following requirements have been laid down for well designs with horizontal completion:

1. Intervals of the reservoir with different porosity and permeability should be separated.
2. The horizontal wellbore should be cased for safety reasons and well workover.

New horizons for the development of the dual system of training at the Bugulma Mechanical Plant of JSC «Tatneft»

S. L. Ushakov, Y.V. Shurygina (Bugulma Mechanical Plant of JSC Tatneft)

Bugulma Mechanical Plant of JSC «Tatneft» is one of the oldest companies in the sphere of petroleum, gas, chemical and power engineering industry, revenue generating company of the town of Bugulma and Bugulma region.

The plant equipment is stable and is 100-120% of the volume of the production plan. Most of the orders are the orders of JSC «Tatneft» and its structural subdivisions. The plant has become a reliable business partner, producing competitive equipment for companies: OAO «Gazprom», LUKOIL, «Rosneft», Ufa Refinery, Ufaneftkhim, Ufaorgsintez.

Bugulma Mechanical Plant of JSC «Tatneft» like many engineering enterprises in Russia, faced with the problem of shortage of personnel in the sphere of mechanical processing in working specialties. To address this problem of recruitment was carried out through the employment centers of the cities of the South-East of the Republic of Tatarstan and job fairs.

Today the Russian machine-building companies are faced with the problem of shortage of qualified professionals in engineering, industry and metalworking. In this statistics, the main part of the vacancies are in mechanical engineering – 21,3%, in construction - 15% and in

metalworking industries -17.2%.

As a result of the audit of the system of training of the company personnel showed that the quality of the workforce supplied by professional educational organizations does not fully meet the requirements of the employer:

- manufacture requires high qualification level from graduates of professional educational institutions. The labor market analysis conducted in 2011, showed that the technological complexity of the work of the plant is determined by 4-5 tariff level, while the state educational standard of training of skilled workers is limited to 3 tariff level;

- a number of production companies which receive complicated orders requires employees of the highest qualification;

- training of such professionals in this sphere is held not in all educational institutions.

In 2010 the plant's management with the support of the company «Tatneft» made the decision to start the project in the dual training. The main choice of cooperation fell on Bugulma Mechanical Engineering College. For many years this college has consistently prepared specialists in the sphere of mechanical engineering. In accordance with the definition of the Strategic Initiatives Agency, "dual education is a kind of professional education in which the practical part of the training takes place on the workplace and the theoretical part is based on the educational organization".

A common objective for the whole system of dual education on the plant is the reduction of the adaptation period and the formation of full readiness of the future specialist to professional activity. While the focus of learning shifts from the formation of knowledge, abilities, skills to developing advanced professional training in accordance with the needs of manufacture.

The dual system of education in Bugulma Mechanical Engineering College seemed to us one of the most convenient ways to solve this situation on the labor market, in which professionally trained graduates become unclaimed by employers.

The experiment on the dual training started in 2011 and showed that the dispersed nature of the practical training and theoretical training (3 days of studying in College, 3 days of working at the plant), employment in paid jobs, securing tutors from among skilled workers contributes to the adaptation of future specialists to the manufacturing environment, confirms the correct choice of profession. Progress (successful passing of the remote exam on the first try) in 2012 was 84.5%, in 2013 – 89.0%, in 2014 – 95.5%. The average percentage of students' progress on the qualifying exams has increased and made 4-4.4%. In 2010, 10 graduates of the dual system of education were employed at the plant (7.75% of the total number of graduates), 17 graduates in 2011 (10.1 %), 7 graduates in 2012 (11 %), 15 graduates in 2013 (13.8%) and 23 graduates in 2014 (18.7%).

In addition, in the period from 2010-2014, 56 graduates of Bugulma Mechanical Engineering College were employed at the Bugulma Mechanical Plant.

Total annual cost savings (P) by introducing work with students of DSE in SAP Easy Access will be: $P = 192\,780 + 103\,062,5 = 295\,843,5$ rubl.

For finding the cost-effectiveness of this activity we will use the formula: $\Theta = 295\,843,5 - 72000 = 223\,843,5$ rubl. In addition, it is worth noting that the introduction of the dual system of education savings training costs amounted to: $11289,00 \cdot 80 = 903\,120,00$ rubl. a year.

The demand for graduates in the labor market is the criterion of effectiveness of social partnership. Effective social partnership allows you to raise the quality of professional training at the expense joint with the customer personnel development and evaluation of curricula and programs.

Creating a Mobile Operator

R.M.Garayev, G.M. Siraeva (NGDU Elkhovneft)

In order to increase productivity and achieve high performance the specialists of NGDU Elkhovneft always search for the most effective high-tech solutions. There have been introduced quad bikes, snowmobiles, tracking units, backpacks with all the necessary tools, and more recently there has been a new instrument added into the toolkit of an operator, namely a smartphone.

The specialists of NGDU Elkhovneft started searching for a mobile device that would address all range of tasks, but at the same time would be easy to use, reliable and convenient. After considering a variety of options, we selected a smartphone in a dust, water and shock resistant case.

At the behest of the Director General of Tatneft Nail U. Maganov, NGDU Elkhovneft in collaboration with the Engineering Center has integrated the mobile devices with CIS ARMITS, as well as designed and installed the application that allows working with the information system in real time.

The application includes the following features:

- displaying rejected measurements of fluid meter, Group Metering Station (GMS), Lufkin;
- displaying operating data on wells;
- displaying idle time of wells;
- displaying tasks on wells, assigned by specialists through CIS ARMITS;
- execution of tasks assigned through the smartphone and automatic data transfer to CIS ARMITS;

- displaying service calls for wells and transferring new calls for wells with reference to round routes to the dispatcher of the oil and gas production department.

The specialists of NGDU Elkhovneft have developed regulations for sending tasks through CIS ARMITs to the smartphones of oil and gas production operators.

This document regulates a single approach of assigning tasks to oil and gas production operators. The tasks are sent from the workplace of the department engineer through CIS ARMITs to smartphones with CIS ARMITs application.

This application gives oil and gas production operators the following information on wells: horizon, fluid production rate (oil), the exploitation method, the type and specifications of the surface drive and the pump type. It also allows tracking information on well calls, fluid measurements and idle time.

The smartphone allows

- accelerating communication of report information on calls, diagnosing faults of downhole pumping equipment, surface equipment, as well as means of automation and power supply.
- reducing idle time of wells, equipment and facilities.
- exempting the dispatcher from entering information into CIS ARMITs and unnecessary phone calls.

Completion of the full scope of work, according to the task generated in software package CIS ARMITs has contributed to efficient work organization of oil and gas production crews due to adherence to regulations and schedules of work:

- Adherence to the sampling schedule allows controlling changes in the current water cut.
- Adherence to the schedule of pressure testing of wells allows controlling the work of downhole pumping equipment.
- Adherence to schedule of dynamometer tests and marking the dynamic (static) level allows timely detection of malfunctions in downhole pumping equipment and subsequently reducing oil losses;
- Adherence to the schedule of bleeding excessive pressure reduces oil losses caused by pump failures.

Based on this work we have made calculations on economic efficiency of the use of mobile smartphone with CIS ARMITs application. The economic benefit amounted to 275 thousand rubles in the first year after the purchase of 23 smartphones. With the further use of the smartphones, the expected economic benefit will be much bigger due to reduction of idle time.

Heat Treatment of Ashalchynskoye Oilfield Extra-Viscous Oil as a Means to Reduce its Viscosity

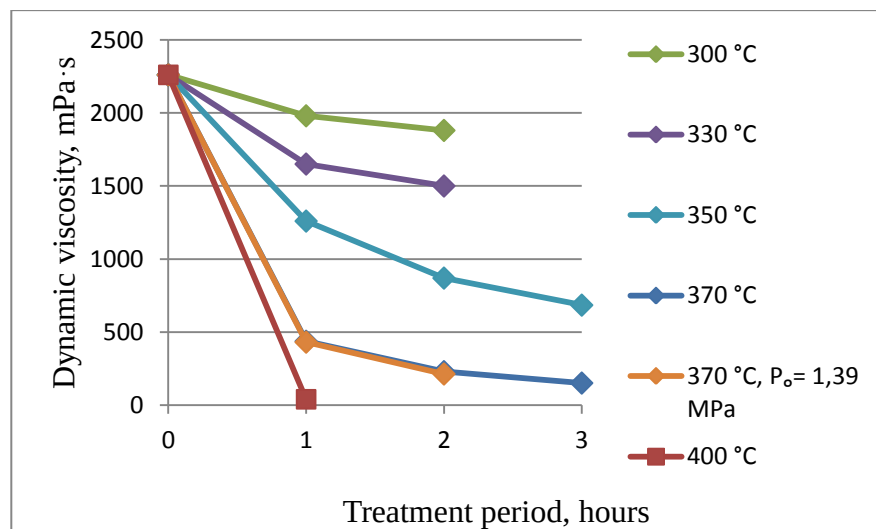
L.M. Abdrakhmanova (TatNIPIneft Institute)

Oil heat treatment at high pressure is called thermal cracking. This process was found to be one of the effective routes of oil viscosity reduction. Visbreaking is light variant of thermal cracking, which is carried out at temperatures of 390-430 °C and pressure about 2-5 MPa. In preliminary laboratory researches we used Ashalchynskoye oilfield EVO as the object of investigation.

EVO processing was carried out in closed reactor at temperatures of 300-400 °C and working pressure interval of 1,3–6,8 MPa (Fig. 1a). The main parameters to be varied in experiment were temperature and oil treatment time. The dynamic viscosity changing was the main characteristic of process effectivity. Figure 1b displays Ashalchynskoye deposit oil viscosity changing at heat treatment. Dynamic viscosity of starting material is 2260 mPa·s, maximal viscosity reduction from 2260 to 42 mPa·s (54 times less) occurs after 1 hour of heat treatment at 400 °C. Minimal viscosity reduction was observed after EVO treatment at 300 °C. This temperature mode enables to decrease oil viscosity gently, reaching 2000 mPa·s after the first hour and 1860 mPa·s after the second hours of treatment.



a)



b)

Fig. 1a) Saturation reactor from Top Industrie; b) dynamic viscosity changing at different temperatures of oil heat treatment

Despite the obvious advantage of results on viscosity reduction, obtained after heat treatment of oil at 400 °C, this variant has an essential shortcoming. EVO cracking in this mode promotes coke formation (coke content reaches 0,5%). This phenomenon will negatively affect the visbreaking plants in industrial scale. The results on viscosity reduction, obtained for EVO heat treatment at 370°C and at 400 °C, are very closed to each other. After the first hour of cracking at 370°C oil viscosity was declined until 400 mPa·s without coke formation.

To define if the starting pressure influences the result of experiment, we carried out EVO cracking at 370°C, while pressure in closed system was pumped by helium till 1,39 MPa. During experiment performance we observed stable overpressure for the value, equal to initial pressure. But there were no effect on the final product viscosity, and results on viscosity reduction for the first and second hours of treatment at 370°C at various pressures in the system were the same.

More detailed analysis of optimal EVO cracking parameters displayed the dependence of unsaturated compounds (olephines), coke, and hydrogen sulfide content in synthetic oil on temperature mode. As higher the process temperature, as more abovementioned compounds are formed. While treatment temperature reaches 400 °C, hydrogen sulfide formation dramatically increases until 3176 ppm against 738 ppm after EVO processing at 370 °C. The olephines content in synthetic oil is 16,6% and 10,3%, it corresponds to processing temperatures of 400 °C and 370 °C. In starting EVO this parameter was closed to 1%. High olephines content in oil negatively affects its aggregate stability, causing coagulation of some components with subsequent isolation to separate phase.

Taking into account all the observed results it is possible to propose EVO heat treatment process at 370 °C within 1 hour in closed system as the optimal condition for given task.

Automation of Dispatching Management of NGDU on a Platform of KIS ARMITs

A.M. Akhmadiev (NGDU Almeteyevneft)

Today, the successful development of the company in the direction of efficient production is challenged not only by industrial nature, but the automation also. The presence of different automation systems at the facilities of the company doesn't allow a full-scale controlling of the situation taking place in the enterprise.

The lack of an information tool allowing to observe the actual state of production excludes the possibility of instant response and momentary decision-making. So, the necessity of information tool creating appears for the detection and usage of the production saving and non-production costs, which will also reduce the influence of the "human" factor in preparation and decision-making at the enterprise range.

Due to the necessity of improving the company efficiency, we propose the introduction of a new system ASODU, which will provide a complete picture of production, that brings the fragmented information together.

ASODU implementation will allow:

1. To revise all received information and provide the end-user with the form of graphs, reports for timely decision-making.
2. To submerge each specialist of the company to the information of production.
3. To carry out analytical control and detection of deviation parameters of manufacturing processes, the definition of the alleged activities of the data deviations localization.
4. "To lift" process data with local objects (DNS, KNS etc..) to the enterprise level.

The project ASODU automated by dispatching system and composed of the following subsystems:

1. Operators job control subsystem.
2. NPO status monitoring subsystem.
3. Management applications integrated with HP Service Manager subsystem
4. Electronic log books conducting subsystem.
5. Automated subsystem.

The results we expect by applying ASODU system:

1. Reduction of non-productive time employees NGDU:
 - Oil and gas production operators 17% per year
 - DPU operator 25% per year
 - TSITS supervisor shift 9% per year
 - CDNG specialists 4% per year
2. The work of all levels NGDU specialists in a single information area.
3. Control degree increasing of objects up to 85%.
4. The electronic log books online data CDNG, TSKPPN organization with the unlimited depth of the archive.
5. Increasing of the decision-making efficiency within the oil production business processes and oil treatment NGDU up to 10 minutes.

The project is realized by NGDU Almeteyevneft within the limits of Information Technology operating costs in 2015.

Despite of the embedded system complexity implementations of ASODU system, it corresponds to the basic requirements, namely, to be flexible, informative and easy to use. The methodics can be effectively applied to any NGDU of Tatneft company.

Quality Management of the Projects in the TMC Group Company

A.R. Khazipov (OOO TMC Group Company)

In the company TMC Group we have applied the project-based approach to solve strategic goals since 2009. During the implementation of the project management system, we faced tasks such as time management, cost management and quality management of the products and the projects themselves.

In the financial crisis the quality management has particular relevance and only a high quality product can win the competition today.

The quality management of the projects is the system of methods, tools and activities aimed to fulfil the client's requirements and expectations of the quality of the project itself and its products. Thus, we can distinguish the project quality management and the product quality management.

The project quality management is about developing the quality policy, objectives, powers and responsibilities, as well as planning, monitoring and quality assurance. The structure of the quality management is shown in Fig. 1



Fig.1 The structure of the project quality management

In order to ensure the quality of the project management in the TMC Group Company the Standard of project management was implemented. In standard there are clear rules and procedures, requirements for managing projects, programs and portfolios of projects, the forms of project documentation, etc.

To assess the correctness of the goals of a project it was considered to check the objectives, results and products of the project according to SMART criteria by the members of the project management service. The staff of Department of Economic planning should calculate the planned effect in order to evaluate the economic efficiency of the project.

During initiating the project the manager unloads the digital documents to the server. The Project Management Service checks all signatures, having documents such as the Goals and Results of the Project, Work Breakdown Structure, the Project Charter, and the request for the project, the list of risks, the Description of the results planned. The database has been created on the platform 1C, where the member of project management service makes notes of having (absence) documents for each project.

During the planning stage, the project time schedule is checked for the quality, because of low-quality time schedule is one of the key factors influencing on positive results of the project. In order to facilitate and accelerate the work of the office workers the process of troubleshooting in project schedule has been automated.

At the executing stage of the project, in order to see the deviation from the plan was implemented a reporting system on the status of projects - checklists projects. In addition these checklists contain the information about deviations of project completion; the information about labor cost change; the violations in the project. These reports are come to the project manager, and they are used on the project committees for timely decision-making. The risk of going the project out of control is minimized.

The task of ensuring the quality of the project is at an appropriate level through the whole lifecycle of the project. Quality is critically important, because announces and fixes goals and making them documented (formalized).

Thus established quality management system projects helps to prevent the implementation of unwarranted and ill-developed projects. After the introduction of the system efficiency projects increased from 54% to 72% and the total economic impact of using this tools exceeds 5.9 million RUB. It indicates the effectiveness of the system used.

Coaching as the Way of Personnel Development in NGDU Almet'yevneft

N.N. Gallyamova (NGDU Almet'yevneft)

Coaching is a well-known business practice. It's time-proved and used world-wide. But in NGDU the meaning of coaching was extended: it isn't just support of a young employee but also imparting him the 50-year experience and the wisdom of predecessors, the Company's style, traditions. Moreover, coaching prevents accidents and security breaches in production units.

Healthy adjustment depends a lot on how a newcomer will be met by his future co-workers the first day, if they are ready to help him, if they let him feel his importance at the taken position.

There are rules and regulations for coaching:

- A coach is appointed the moment when a newcomer signs labor contract to impart him the knowledge and to bring up a professional follower;

- Coaching period is set according to the final test result after studying in NOU CPK Tatneft. Terms of test work admission are set in a different contract. If a young employee has a worker certificate test work is made after 6 months of probation period. Every workshop in NGDU has training zones to realize test works. Specialists of NOU CPK Tatneft have developed Check-list of test works;

- In general coaching lasts for 1 year.

HR department provides favorable working conditions, high educational level, further trainings. HR department cares as well about social life of young workers: organizes sports events, creative activities.

Today there are about 30 workers are in coaching.

Coaching is a process when a person supervises another one's promotion and inner development. That's clear that to be a coach you need special knowledge, techniques - to be trained yourself. And of course, supervision of young workers needs to be paid. Coaches get 10% plus to their salaries and extra bonuses are available after test works passed, "The best coach of the year" is uncovered or any other management's decision.

Besides, when a new employee starts his professional life he meets judgments and acceptance by all colleagues. So, coaching is not only a work of one person but of all NGDU's crew.

Substitution of Imported Equipment in NGDU Elkhovneft

R.I.Yakhin, R.M. Garaev (NGDU Elkhovneft)

In the oil recovery process the reservoir pressure maintenance system one of the most energy consuming activities. 33 percent of all energy consumption account for pressure maintenance. Under the conditions of steady increase in energy prices, we have to introduce more energy-efficient equipment. One type of such equipment is positive displacement pumps.

Positive displacement pump systems have a number of advantages compared with centrifugal ones. These particularly are

- High efficiency, up to 88%

- Low energy consumption, less than 4.0 kWh
- Possibility to control the injection volumes without reducing the head.

The variable frequency converter ensures smooth change of the motor shaft speed. There is a possibility of setting two operating modes of the pump, which is important when changing the operating mode of a group pumping station (GPS). The positive displacement pumps have been introduced in NGDU Elkhovneft since 2011. Hitherto, the commercial exploitation proved that the pumping equipment works effectively if it is properly maintained and the spare parts are available.

In accordance with the import substitution program and the behest of the general director of OAO Tatneft we considered the possibility of switching from imported equipment to the domestic manufactures. For this purpose, in February the specialists of OAO Tatneft held a meeting with representatives of OOO SYNERGIYA, an enterprise based in Perm, which is actively engaged in supply of plunger pumping equipment and spare parts to regions of Russia. Having visited the sites of OAO Tatneft equipped with pump units, the company has showed some interest in supply of spare parts for the pumps and the pumping equipment of their production designed for reservoir pressure maintenance.

- In April 2015 Elkhovneft installed 2 positive displacement pumps:
- On GPS-80 WEPUKO of foreign manufacture (RUB 15 million)
 - On GPS-2c SIN-46 of domestic manufacture (RUB 7 million)

Hitherto, the total operating time of pumps on 5 GPS amounts to more than 48 thousand hours, energy savings total 8.2 million kW, which is RUB 17.8 million respectively.

Having similar displacement and pressure parameters, the actual specific energy consumption of the displacement pumps in average is 2.2 times lower than that of the centrifugal pumping system-40 (CPS) and 1.7 times lower than that of horizontal pumping system (HPS).

It should be noted that there are other areas of import substitution in NGDU Elkhovneft. In 2015 the specialists of Elkhovskoye NPU for the purpose of import substitution obtained some test samples of corrosion inhibitors, neutralizers, lubricants and depressant manufactured by TPL Region Company. The expected saving as a result of their use amounts to about RUB 2 million (per year). At present, we consider replacing the French catalyst (RUB 98 million) by the domestic product.

In addition, instead of Weatherford an imported hydraulic drive we selected its equivalent and installed 36 hydraulic drives (Powerman) manufactured by TMS Group. The installation of hydraulic drives in wells with single-tubing separate zone production reduced costs during wellwork (changing the stroke length) in order to run well tests. According to preliminary

estimates the number of the drives will increase from 36 to 58 within the year and the savings in 2015 will amount to RUB 4.4 million.

Introduction of displacement pumping units made it possible to:

1. Meet the necessary pumping volumes having constant pressure and high efficiency;
2. Reduce the energy consumption by 2.7 times;
3. Eliminate the need to stop GPS when shutting in a number of wells for running tests or operations on water lines;
4. Avoid shock loads on water lines;
5. Extend the lifespan of the electric motor (as frequent starts are eliminated).

The pilot work on operating displacement pumps has shown positive results. It confirmed the expected reduction in energy consumption.

My contribution to this work is maintaining technological processes on installing and adjusting the pumping unit, as well as making measurements, monitoring, analysis and comparison of all operating parameters.

We also prepared and sent to OOO SYNERGIYA the technical specification for manufacturing two pumping units with capacity of 1000 m³ per day. In addition, we selected the sites for installing of SIN pumps in GPS-81,85. The engineering services make estimates for installing the pumping units.

The high efficiency of this project makes it possible to suggest such a replacement in other GPS of OAO Tatneft.

Improving the efficiency of chemical analytical laboratories

R.H.Akhmetzyanova (NGDU Nurlatneft)

Today lean manufacturing instruments are actively used in our company. In order to increase productivity and reduce the cost of production in NGDU Nurlatneft implemented: 47 projects, 69 processes.

Cause using lean manufacturing instruments such as Value Stream Mapping, Kaizen, 5S ect.

Consider one of the projects in NGDU: the project "Improving the efficiency of chemical analytical laboratories"

There are big problem - low productivity of chemical analytical laboratories CKPPN.

The aim of the project was to improve the efficiency of chemical analytical laboratories. The results, which we planned to achieve, as shown in the slide. They are:

- Reducing the number of ad hoc analyzes;

- Conducting full analysis on samples;
- uniform distribution of analyzes on industrial sites

The project has the following limitations: temporary, cost, according to the volume of work, quality.

In view of these limitations it was made a project schedule.

Project started at 10.09 of last year and finished at 28.02 of present year.

Workflow of chemical analytical laboratory consist 15 sub. We analyzed the whole process each type of analysis and gave them certain codes.

In the first stage of mapping we have identified such a large waste as the expectation. There are - this time spent waiting for the reaction and obtaining an analysis result.

Thus the total amount of wastes on the expectation was 1125 minutes. At the same time the total duration of the flow was 2527.2 min.

Further, We divided whole workflow by VAS (Value adding steps) and NVAS (Non-Value adding steps) and calculated efficiency for each sub-process.

Total efficiency of workflow was 55.48%.

It should be noted that this is only the first stage of the project. Search the most obvious wastes.

But that our project is not closed, it is planned to analyze each sub in more detail and identify a "small" losses: such as the loss on the movement (in meters), the losses arising from the irrational arrangement of equipment and others.

At this stage, we have excluded only expectation waste by paralleling processes and revealed excessive work.

The result of this phase were measures to optimize the analysis of chemical analytical laboratories.

Using Value stream mapping we were calculated the number of personnel in all laboratories.

Thus it revealed

- deficit of work in the chemical analytical laboratory at CKPPN
- excessive man-hours in other laboratories

So, we have released 4 laboratory assistant and sent them partly to cover the deficit, partly to organizing a new group on Oil analysis for exceeding it of organochloride compounds.

Results of project are:

- Elimination of waste.
- The release of personnel.
- The economic effect of optimization analyses more than 5 million rubles.

As mentioned earlier, our project does not stop there.

In the near future we plan to:

1) Elaboration and implementation standard operating map for each type of analyzes:

2) An in-depth study of each sub: identifying a "small" waste, their elimination:

- Make a rearrangement of equipment according to the direction of flow;
- Improving the equipment (upgrading, renewal);
- Comparison of the actual run-time analysis with time according to the standard operating

map, detection of deviations.

3) Duplication of experience.

Resuming Operation of Non-Commercial Wells with High Water Cut Equipped with ESP

G.M.Siraeva, R.M.Garaev (NGDU Elkhovneft)

Currently the number of operating wells with high water cut (with water content of 95% and more) equipped with ESP in NGDU Elkhovneft makes up 162 wells or 66% of all producing well stock equipped with ESP.

About 38% (61 wells) are in the risk group for shutdown due to their unprofitability. In this case, the fluid rate and water cut are the crucial factors in profitability calculations.

The water cut control is becoming of special importance, particularly the accuracy of its measurement. That is one of the major tasks when controlling site development, estimating well operation profitability, as well as assessing the efficiency of applied EOR techniques(both hydrodynamic and tertiary EOR).

The process of water cut measurement today is hardly different from measuring water cut in early development stages which were characterized by low water content in produced fluid. Being based on sampling, the existing has a number of disadvantages:

- no possibility of sampling from the whole section of the pipeline (there is no possibility to get uniform samples of all well fluid because of gravity segregation in the pipeline)
- time-varying irregularity of fluid content;
- the human factor when sampling;
- no instrumental confirmation of the results.

The well stock receives special attention because mistakes of 2-3% can radically change the assessment results of a well operating profitability and lead to its shutdown.

This method of measuring the level of oil/water interface using geophysical tests is essentially similar to the laboratory one. However, in this method, the tubing hanger is used as a measuring cylinder and the content of the oil phase is measured by the geophysical method.

Thus, we eliminate the sampling procedure, which usually involves errors. Besides, we increase the volume of the analyzed liquid to 2-3m³.

The process includes the following steps.

The well is shut in and cut off the oil pipeline by closing the gate valve. In this case the check valve doesn't allow the fluid overflowing from tubing into a well. As a result, we have the cut off vessel which is the internal space of the tubing. The cut off vessel is strongly extended in vertical direction that increases the efficiency of gravity segregation of gas-fluid mix.

Further, by the use of a resistivity meter, a hydrometer or any other similar device lowered in the tubing, we measure the fluid level and the oil-water interface. We calculate the height of the oil cap and the volume of the produced oil by the relation of the oil cap to the total height of the fluid column in the tubing and consequently we can calculate the water cut.

The tests have been run on 63 wells. The water cut measured by the geophysical method proved to be below the values determined by sampling in 56 wells. The idea of oil rates of this well group changed from 146 to 382 t/day.

Therefore, this method of measuring water cut is the most effective for check measurement of actual water cut when making the decision on shutting down a well.

Improving the reliability of oil processing

R.R. Safin (NGDU Almet'yevneft)

As common knowledge states, at the late stage of oil field development various chemicals are used to ensure steady oil production. They cause changes in the structure of the reservoir and composition of hydrocarbons produced. They bring about the formation of stable emulsions and problems in crude oil processing, or pre-processing and conditioning crude oil for further transport and storage.

In the course of time complex emulsion accumulates in the tanks. From there, it flows into the unit for treating crude oil. As a result, the crude oil recirculation volume increases, and this leads to increase of operational expenses (OPEX) for removing contaminants of the crude oil on the well site.

Temperature decreases in winter has some negative effects, i.e. causes an emulsion to break, and thus brings about creation of complex emulsion and its accumulation in the tanks. Flowing into the unit for treating crude oil the complex emulsion affects the technological procedure, and causes erosion and clogging of furnaces and heat exchanges, which in its turn leads to the risk of fire.

To improve the reliability of the operating procedure we propose to construct a complex emulsion unit

The major task for operating such a unit is to destruct the complex emulsion which is possible to be removed from the tanks.

To break the emulsion in the unit we, first, heat it. We also can dilute it with solvent and de-emulsifier. The emulsion circulates in the system, and in the course of its breaking the crude oil is pumped into the unit for pre-processing the crude, and waste water flows into sewage treatment system. Waste water with big concentration of mechanical impurities we take on Unit of receiving technological fluid.

In the cases when the emulsion, heated and diluted with solvent and de-emulsifier, still breaks poorly, it can be discharged into the buffer tanks to separates due to gravitational force.

During operation of unit, we have problems:

- Poor productivity of unit ;
- Incorrect work of sensors;
- Low mean time between repair (mtbr) of submersible pumps.

One of them is poor productivity of the unit which initially consisted of two tanks with volumes of 100 and 200 m³. Connecting six more tanks, each with volume of 2000 m³, we managed to solve the problem, though not in full extent.

There are problems with operating instruments and automation due to high concentration of oily sludge in the emulsion. Therefore, a good deal hinges on how accurate the operator's control and monitoring.

And the largest one is low mean time between failures of submersible pumps as their failures imply the full stop of the whole system.

There are many challenges and problems but, despite that, the unit system is a necessity for the personnel dealing with treating crude oil for its processing. Its non-stop and trouble-free service will allow to improve reliability of the whole process of crude oil pre-processing.

Проект «Брачное агентство «Me – We»»

Р.Р. Каримова, Д.Ю. Самойлов, А.Ю. Арестов (ООО «Татинтек»)

Одиночество в современном мире достигло критической отметки. Миллионы людей во всем мире пытаются познакомиться, встретить партнёра...

Мы живем в такие времена, когда почти всё общение сводится к электронному. Времени на свидания не остается. Шансов найти свою половинку в парке или музее практически нет. Поэтому многие видят свое спасение в услугах брачного агентства.

Согласитесь, ни одна коммерческая деятельность не терпит брака. Однако есть один тип предпринимательства, где слово «брак» вызывается лишь оптимизм и приятные эмоции. Брачный бизнес тем прибыльнее, чем больше браков будет зарегистрировано при его участии.

По данным интернет ресурса kakbiz.ru количество холостых мужчин и незамужних женщин с 2008 года по 2012 увеличилось в среднем 3 раза, соответственно потенциальное количество семейных пар выросло в 3 раза. Несмотря на это, на сегодняшний день на Юго-Востоке Татарстана нет ни одного брачного агентства.

Статистика известного поискового сайта Яндекс показывает, что запросов с ключевыми словами «Брачное агентство» составило 25 459 в месяц. Эта цифра по нашим наблюдениям растет с большой скоростью.

Социологический опрос, проведенный нами в социальной сети «ВКонтакте» показал, что 76% респондентов из опрошенных, считают, что открытие брачного агентства необходимо, как для молодых людей, так и для людей старшего поколения, 10% ответили, что и без брачного агентства могут обойтись, остальные 24% затрудняются ответить, или же их данный вопрос не беспокоит.

Итак, миссия нашего брачного - агентства «Me-We» это - Помочь и женщине, и мужчине найти общий язык друг с другом. Чтобы создавались крепкие союзы. Чтобы мужчина и женщина были счастливы вместе.

Перечень услуг нашего агентства: размещение анкеты в базе данных, размещение анкеты в VIP базе данных, консультация психолога, подбор кандидатуры, помощь в решении проблем клиента, участие в тренингах, посиделки для невест, "Быстрые свидания", организация романтического свидания, организация свадеб (заказ ресторана,

оформление зала, заказ свадебного кортежа, макияж невесты, услуги фотографа и т.п.), съемка в фотостудии, услуги Визажиста

Для организации данной предпринимательской деятельности в структуре нашей фирмы предусмотрены 4 штатных единицы: креативный, психолог-сваха, системный администратор,

На сегодняшний день по данным интернета в Республике Татарстан существует 10 брачных агентств. Самое ближайшее из которых в городе Набережные Челны. И только 3 агентства из перечисленных имеют сайты в интернете.

Итак, в чем же наши преимущества перед нашим ближайшим конкурентом

- Брачное агентство гарантирует добросовестное, внимательное, качественное обслуживание и конфиденциальность.

- Специализируемся на создании долгосрочных отношений и семьи.

- Учтем психологическую и социальную совместимость, сходство характеров и увлечений, и все ваши пожелания.

- Гибкие цены. О стоимости наших услуг всегда можно договориться. Создание крепких отношений для нас важнее прибыли.

- Мы знакомы лично с каждым зарегистрированным в каталоге клиентом и готовы оказать эффективную поддержку в выборе

- Брачное агентство окажет вам помощь в организации первого свидания, свадьбы.

- Реализуем множество дополнительных услуг.

Заработная плата с отчислениями составит 2 44 526 руб. в год.

Выручка предприятия будет складываться от реализации услуг, таких как: размещение анкеты в базе данных, размещение анкеты в VIP базе данных, съемка в фотостудии;

- консультация психолога;

- участие на тренингах;

- посиделки для невест;

- организация быстрых свиданий;

- организация романтических свиданий;

- организация свадеб.

Срок окупаемости проекта менее 2 лет. Чистый дисконтированный доход составит 703 тыс. руб., индекс доходности 1,1.

Проект «Агровояж»

М.А. Ямалиев, А.А. Патрикеев (НИС ПАО «Татнефть»)

Главная предпосылка к созданию нашей организация – усталость городских жителей от суеты, грязного воздуха и просто от города.

Также важной проблемой является некачественная пища и обилие фастфуда, полуфабрикаты. Да и качество продуктов в современных магазинах оставляет желать лучшего.

Еще один немаловажный момент. Мы забываем о богатой и многогранной культуре родного края. Зачастую мы восхищаемся чужой культурой, забывая о своей.

Ну и последнее. В свете последних событий путешествовать просто дорого, а отдохнуть и сменить картинку нужно.

Предлагается простое решение, обозначенных выше проблем – создание крестьянско-фермерского хозяйства «Агровояж».

Агротуризм является достаточно новым направлением туриндустрии России. Под ним подразумевается отдых, который предусматривает использование сельского хозяйства. Агротуризм еще называют сельским туризмом или экотуризмом.

Предлагаются экологические чистые продукты: овощи, мясо, молочную продукцию, мед, яйца, хлеб. Эти продукты будут продаваться и ими будем угощать гостей.

Множество развлечений на свежем воздухе. Это поможет восстановить силы и душевное равновесие. Мы организуем походы за грибами и ягодами, катание на лошадях, рыбалку.

Мы живем на стыке культур. Ведь в России в общем и в РТ в частности очень много национальных праздников, а их празднование можно превратить в настоящее и красочное шоу.

Агротуризм предполагает проживание на своей территории в комфортных бревенчатых домах со всем необходимым. Питание обеспечивается только из своих продуктов.

КФХ планируется разместить в 40 км от города Альметьевск рядом с селом Алькеево. Недалеко есть река. лес. 1 гектар земли планируется выкупить, еще 30 га взять в безвозмездное пользование (ст. 38 Лесной кодекс РФ). Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 3 октября 2013 г. N 569 г. Москва

"Об утверждении Административного регламента по предоставлению Федеральным агентством по управлению государственным имуществом государственной услуги по

предоставлению земельных участков, находящихся в федеральной собственности, на которых расположены объекты недвижимости, в аренду, безвозмездное срочное пользование или постоянное (бессрочное) пользование"

Необходимые составляющие: трактор МТЗ 82, грабельная решетка, ковш, погрузчик и доильный аппарат. Всего затраты на оборудование составят около 1,2 млн. рублей.

Сотрудников мы планируем набирать из числа местных жителей. Тем самым мы поддерживаем село, создаем дополнительные рабочие места. Также, что очень важно, местные жители уже умеют обращаться с животными и работать по хозяйству, то есть мы нанимаем уже подготовленный персонал.

Нам нужны: рабочие (3), доярка, водитель.

ФОТ составит 660 000 рублей в год.

Для реализации проекта будут закуплены куры (30 шт., 6 000 руб.), коровы (3 шт., 120 000 руб.), козы (10 шт., 50 000 руб.), овцы (10 шт., 50 000 руб.) Итого 226 000 рублей.

Для реализации проекта планируется привлечь 5 млн. под 15,69%.

Чистую прибыль планируется получить на 2 год работы.

Всего за 10 лет работы планируется получить 16,5 млн. чистой прибыли.

Проект «Производство очищающих материалов - Perspective Solvent»

А.Ф.Козырева, С.А. Газизов (НГДУ «Елховнефть»)

Сегодня бытовые и промышленные химические средства прочно вошли в нашу жизнь. Современный темп не позволяет тратить слишком много времени на ежедневную уборку, как дома, так и на производстве. Для увеличения эффективности, особенно на предприятиях, необходимо использование качественных и безопасных чистящих и моющих средств.

Одной из проблем на предприятиях нашей отрасли в России и Республики Татарстан является неизбежное возникновение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в различных элементах нефтедобывающей системы (призабойная зона пласта, нефтепроводы и т.п.).

Загрязнение оборудования и деталей от высокомолекулярных и сажистых отложений, теплоэнергетического оборудования: котлов, бойлеров, конденсаторов турбин, маслоохладителей, транспортных средств.

Для работы фирмы привлечен квалифицированный персонал во главе с директором. Всего штат сотрудников 7 человек.

Для открытия предприятия предполагается взять в аренду производственную базу, провести ремонт и докупить необходимое оборудование.

Сырьем для нашей продукции является стеариновая и олеиновая кислота -Нафис- групп, синтетические материалы и фракции -Танеко, поликарбонаты - поставщик - КазаньОргсинтез, а так же бензольные фракции ЕНПУ.

Для производства материала в нашей компании технологический процесс разделен на несколько участков - производство кислотных очистителей, нейтральных, щелочных и специальных средств (растворители АСПО).

Наша продукция применяется для очистки:

Бассейнов и фонтанов

Гостиничный бизнес

Жилищно-бытовое хозяйство

Моющие средства для уборки;

Нефтяной промышленности

Потенциальных покупателей можно разделить на следующие группы:

- нефтяные предприятия
- жилищно-коммунальное хозяйство республики;
- малые и средние предприятия
- население города и района

Для продвижения продукции на общероссийский рынок предполагается активное участие в специализированных выставках, ярмарках и тендерах.

При мощности производства 645 тонны в год выручка нашего предприятия составит 38 млн.руб.

Конкуренцию в нашем регионе для нас могут составить предприятие «Нафис - групп», ОАО «Амоний», Нижнекамск-Нефтехим, ТАИФ-НК.

Конкурентные преимущества продукции:

- здоровье потребителей
- низкая цена ниже
- низкий расход
- экологическая безопасность

Анализ рисков:

- Существенное повышение цены на сырье;
- Отсутствие сбыта товара;
- Экологическая опасность организации;
- Риск конкуренции.

Расчет экономической эффективности показал, что чистая прибыль нашего предприятия составит 44,2 млн. руб. в год, ЧДД 16,8 млн., индекс доходности 1,07 д.ед., срок окупаемости 5,5 года.

Проект «Комплекс стендовой стрельбы ООО «HUNTER»»

Д.С. Ахметбаев, Г.Ш. Зиннатова, А.А. Лябинова, Р.А. Галиев, И.В. Аргодяев

(НГДУ «Альметьевнефть»)

Стендовая стрельба – вид стрелкового спорта, в котором стрельба ведется на специально подготовленных площадках (стендах) из гладкоствольных ружей (12 мм) дробью по быстролетящим мишеням (тарелочкам), выбрасываемым в воздух специальными метательными устройствами. Появившись в России относительно недавно, спортивный клубы завоевали заслуженную популярность практически во всех регионах страны. Комплекс позволит отдохнуть и продолжить активную работу с новыми силами.

Стендовая стрельба является способом имитации охоты и отличным видом досуга и развлечения. Стендовая стрельба – это замечательный повод для встреч любителей стрельбы, охоты и оружия.

Местом реализации проекта является РТ, г.Альметьевск, на территории АНО «АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ АЭРОКЛУБ».

Объем инвестиций в проект составляет не более 4500 тыс. руб.

Объем необходимой территории – 1 га.

Административный и производственный персонал – 4 человека.

Основной формой тренировочного процесса является тренировочное занятие – академический час 45 минут.

В клубе культивируются отделения: ТРАП, СКИТ, ДУБЛЬ-ТРАП, СПОРТИНГ.

Практическая часть включает в себя:

Разучивание элементов техники выполнения выстрела (без патрона):

- изготовка (в избранном упражнении), вкладка (ТРАП, ДУБЛЬ-ТРАП), вскидка (СКИТ, СПОРТИНГ), прицеливание, поводка при выполнении выстрелов по мишеням;
- прямым, левым, правым с разными углами возвышения;
- прямым, левым, правым с разными боковыми углами в соответствии схемам (таблицам) настройки метательных машинок для упражнения ТРАП, ДУБЛЬ-ТРАП;

- поводка при выполнении выстрелов в упражнении СКИТ, СПОРТИНГ на разных стрелковых местах (номерах), начиная с простого (7-го в СКИТе), по мере освоения постепенный переход к более сложным;
- управление спуском в движении (нажим мощный, плавный, без рывка);
- дыхание.

2. Освоение элементов техники выполнения выстрела (без патрона и с патроном): изготовка (в избранном упражнении), вкладка или вскидка, прицеливание (однообразное накладывание головы), поводка при выполнении выстрелов по мишеням: прямым, левым, правым с разными углами возвышения и прямым, левым и правым с разными боковыми углами в соответствии схемам (таблицам) настройки метательных машинок для упражнения ТРАП, ДУБЛЬ-ТРАП;

- поводка при выполнении выстрелов в упражнении СКИТ, СПОРТИНГ на разных стрелковых местах (номерах), начиная с простого (7-го), по мере освоения постепенный переход к более сложным;
- управление спуском в движении (нажим мощный, плавный, без рывка), дыхание.

3. Выполнение выстрелов из ружья в «зоне поражения» без патрона и патроном.

4. Разучивание при выполнении выстрела координирования работ по удержанию системы «стрелок-оружие», вкладке или вскидке, прицеливанию, поводке, нажиму на спусковой крючок при затаивании дыхания («параллельность работ»), выполнение выстрелов без патрона («холостые») и с патроном.

В целом данный спортивный комплекс позволит популяризировать данный вид спорта в регионе, привлечь молодежь к стрелковым видам спорта, объединить людей, общим для которых являются активная жизненная позиция, независимость, желание иметь свободу выбора и быть за рамками принятых шаблонов.

Вложив средства в стрелковый клуб, мы получим не только массу позитивных эмоций, но и хороший доход.

Проект «Теплоконтроль»

А.Ф. Нуриев, И.И. Гыймадиев, Е.Н. Фролова (НГДУ «Джалильнефть»)

Цель проекта ООО «Теплоконтроль» – создание такого предприятия, которое будет обеспечивать производственные объекты предприятий-клиентов тепловыми насосами - одним из новейших видов оборудования для повышения энергоэффективности производства, использующих энергию земли в качестве альтернативного источника энергии. Это и есть изюминка нашего проекта. Тепловые насосы нашли широкое

применение в западных странах. Но для России это ноу-хау в области альтернативной энергетики.

Вопрос повышения энергоэффективности экономики России всегда был актуален, но особенно важную роль он приобрел в условиях сложившегося кризиса, так как тарифы растут вместе с потребностью на энергетические ресурсы. Предприятиям необходима качественная, надежная и бесперебойная поставка энергетических ресурсов, что не может гарантировать изношенное энергооборудование.

Увеличение энергопотребления ограничивает рост производства, поэтому снижение потребления энергоресурсов и поиск альтернативных источников энергии являются перспективными направлениями оптимизации затрат.

Альтернативная энергетика в России только начинает развиваться, но перспективы у данного направления огромные.

В чем же заключается практический интерес альтернативных источников энергии? Дело в том, что ветер, вода, солнечный свет, в частности их энергия более дешевая в сравнении с энергией традиционных источников. При этом процесс получения энергии ветра и прочих альтернативных источников не оказывает негативного влияния на экосистему, он исключает выброс вредных соединений (ксенобиотиков) в гидро-, атмосферу.

Сегодня преобразование энергии альтернативных источников в тепло, электричество осуществляется посредством солнечных коллекторов, ветрогенераторов, тепловых насосов и прочего оборудования. Среди такого оборудования особый интерес представляют тепловые насосы, использование которых сопряжено с экономией средств. Подобный тип оборудования является геотермальным источником энергии.

Здание водонасосной №1 и бригадный центр Чишминских очистных сооружений ЦКППН-2 НГДУ «Джалильнефть» находится в отдаленной промышленной зоне, где отсутствует центральное отопление и газоснабжение.

Обогрев данного здания осуществляется от электрических котлов типа КИТ2х25кВт. Циркуляция теплоносителя осуществляется по периметру бригадного центра, в машинном зале водонасосной №1 также установлены электрические печи. Тепловой насос компактно расположен в машинном зале водонасосной №1.

Работа ООО «ТеплоКонтроль» включает несколько этапов: Шаг 1 – прием вашей заявки по телефону или электронной почте. Шаг 2 – выезд на объект. Шаг 3 – проведение работ по монтажу теплового насоса. Шаг 4 – сдача системы отопления Заказчику. Шаг 5 – заключение договора на сервисное обслуживание. Далее необходимо заключить договор

на сервисное обслуживание системы в период действия гарантии и после окончания гарантийного срока.

Отыскать по-настоящему эффективный тепловой насос отечественного производства не получится, так их производство не налажено. По этой причине мы планируем стать дилерами или торговыми представителями немецкой Компании ООО "ШТИБЕЛЬ ЭЛЬТРОН", которая предлагает экономичные и экологически чистые энергетические технологии, т.е. заказывать за рубежом.

Потенциальными потребителями являются производственные предприятия, осуществляющие свою деятельность на территории Сармановского, Азнакаевского и других близлежащих районов Республики Татарстан, а также физические лица.

Основными конкурентами в области тепловизионного контроля являются ООО «Энерго-тепловизионный контроль и сервис», расположенное в г. Альметьевск, а также Группа Компаний «ЭКО», офисы которой расположены в г.Казань и Набережные Челны.

Основными недостатками фирм конкурентов является их отдаленность и узкая специализация. В Республике Татарстан отсутствуют фирмы, оказывающие услуги по подбору и монтажу тепловых насосов.

Методом привлечения клиентов является реклама в средствах массовой информации, а также в виде баннеров, быстрое и качественное обслуживание.

Для открытия ООО «ТеплоКонтроль» необходимы средства в размере 615 тыс.руб. В целом можно сделать вывод, что данный проект является экономически эффективным, т.к. срок окупаемости проекта – 1,5 года, а индекс доходности затрат равен 1,3.

В заключение хотелось бы отметить преимущества нашего предприятия:

1. Приемлемые цены.
2. Возможность получения сопутствующих услуг.
3. Качественное оказание услуг.
4. Поставку полной гаммы продукции, необходимой для инсталляции теплонасосных установок.
5. Предпродажные консультации. Aftersales сопровождение.
6. Рекомендации по выбору теплового насоса согласно поставленным задачам. Подбор дополнительного оборудования.
7. Предоставление готовых стандартных решений при использовании тепловых насосов. Разработка уникальных проектов теплонасосных установок совместно с заводским отделом проектирования.

Проект «ООО «Здравпить»»

А.В. Бичурин, И.В. Баров, Д. И. Чернова, Л.В. Муравицкая (НГДУ «Ямашнефть»)

Современный ритм жизни требует много энергии. Перекусывая по пути фастфудом, мы теряем гораздо больше, чем приобретаем. С годами последствия неправильного

питания все больше сказываются на здоровье. Как же можно это предотвратить, не теряя времени на посещении специализированных мест?

Вашему вниманию представляется интернет магазин здорового питания «Здравпитъ». Здравпитъ – это натуральные продукты без добавления вредных консервантов и красителей у вас дома, в офисе или на выездном мероприятии. Способ приготовления позволяет сохранить в еде все ценные свойства.

Для определения целевой аудитории потребителей было проведен опрос на объектах социальной сферы НГДУ «Ямашнефть». Было выявлено, что потенциальными покупателями здорового и полезного питания являются почти 6% трудоспособного населения г. Альметьевск в возрастном диапазоне 18-60 лет (свыше 8000 человек). 14% жителей г. Альметьевск занимаются спортом периодически, 11% на постоянной основе, 3 % занимаются спортом профессионально. Около 5% населения (преимущественно женского пола) являются потребителями здоровой пищи, без систематических занятий спортом. Согласно результатам анкетирования, большинство потенциальных потребителей (81%) здорового питания не имеют доступа или не владеет информацией о точках продажи полезных продуктов, остальные отмечают низкий ассортимент имеющихся центров продаж.

Потенциальными объектами размещения представительств ООО «Здравпитъ» являются спортивные центры нашего города.

Ассортимент здорового питания в г. Альметьевск и Альметьевском районе представлен в кафе «Оле» с низкими показателями реализации из-за малого выбора продуктов и отсутствия доставки, торговые центры «Эссен» и «Перекресток». Средняя цена на продукцию в торговых точках: 400-600 рублей. Ценовой диапазон ООО «Здравпитъ» 250-500 руб.

Схема работы интернет магазина предельно проста. Информационной площадкой для размещения заказов является интернет-сайт zdravpit.tatnext.ru.

Размещение заказа: клиент осуществляет заказ, пользуясь одним из видов связи указанных выше. Оператор принимает заказ, производя проверку наличия блюд или продуктов, рассчитывает стоимость заказа с учетом\без учета доставки и называет её клиенту с ориентировочным временем доставки. Заказ передается на кухню, где работники производят готовку и упаковку блюда. Далее заказ передается курьеру и доставляется покупателю. Среднее время приготовления блюда составляет 20 минут, время доставки заказа 1 час 20 минут.

Весь ассортимент ООО «Здравпить» делится на три составляющие: комплексные готовые блюда из натуральных продуктов, фитнес-питание и продукты здорового питания.

Прибыль интернет-магазина формируется из привлечения аудитории и конверсии этой аудитории в покупателей, а также дальнейшей работой с лояльностью этих покупателей. Чистая прибыль по итогам работы за 1 год составляет свыше 400 тыс. рублей. Анализ эффективности предприятия был получен по результатам предварительного консалтинга компании «Верное-решение» г. Казань. Планируется постепенное увеличение потенциальной доли постоянных потребителей: 1% в течении первых двух лет; 5% в течении 3-4 лет и до 10% в течении 7 лет.

Реализация любого проекта сопряжена с рисками, минимизация которых является приоритетной задачей управляющего персонала. Наш проект, как экономическая модель, также содержит в себе ряд взаимосвязанных рисков, главным из которых можно назвать информационный вакуум среди населения. Поскольку Здравпить на нынешнем этапе развития является преимущественно информационной интернет-площадкой, основной аудиторией для вовлечения в аудиторию покупателей выступает молодое поколение. Кроме того, существует ряд рисков связанных с привлечением фермерских хозяйств к сотрудничеству – колебание закупочной цены в зависимости от урожайности, экономическая обстановка. Стоит также отметить и серьезное информационное давление сети фастфудов, ввиду возможности использования не самых полезных и качественных продуктов по низкой цене, они имеют возможность привлекать гораздо большую аудиторию.

Для решения вышеуказанных проблем предусматривается проведение информационной компании для наглядной демонстрации преимуществ здорового питания от ООО «Здравпить». Благодаря сотрудничеству со спортивными центрами занимающиеся спортом будут оперативно получать здоровую пищу и информацию о ней. Представительство в социальных сетях ВК, Инстаграмм, Твиттер и пр. с советами и статьями о здоровом питании позволит увеличить охват целевой аудитории. Для решения проблем с бесперебойным обеспечением продуктами, предварительный контракт на поставку будет заключен не менее чем с 3 разными поставщиками по каждому виду продукции.

2015 год проходит под эгидой борьбы с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Поэтому одной из важнейших задач становится решение проблемы недоступности здорового питания.

Проект «ЕСОРАСК»

К.Р. Хисамутдинова, Г.М. Алимурзаев, Р.Р. Хисамутдинов, Р.Г. Хасанишин,

Э.Ф. Абдуллина (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

Современную жизнь нельзя представить без упаковочных материалов. Однако, сегодня приоритет отдается экологически чистой продукции, наносящей минимальный вред окружающей среде. По заявлениям ученых примерно семь-девять процентов от производимого человечеством мусора являются полиэтиленовые пакеты. Более 40 стран запретили или ограничили производство полиэтиленовых пакетов. Процесс набирает обороты и в России.

Шагая в ногу со временем, на территории г.Азнакаево предлагается организовать предприятие по производству бумажной упаковки. Миссия предприятия – замена полиэтиленовых пакетов и мешков экологически чистым аналогом, цель – произвести и поставить на рынок качественную упаковку.

Уже сегодня бумажные мешки востребованы на большом спектре производств. Определенный сегмент материалов, рекомендуется упаковывать в бумажную упаковку. Стимулом также является государственная поддержка производителей бумажной продукции, что и стало решающим в выборе направления деятельности. Так, в 2015 году в Республике Татарстан действует программа «Лизинг-грант», в рамках которой выбранная деятельность подпадает под приоритетные направления.

С целью определения своей ниши был проведен анализ рынка. Производством и реализацией бумажной продукции в Республике Татарстан занимаются организации: Восток-Сервис ООО «ПКФ», ООО «Позитив», ООО «Кама», ЗАО «Данафлекс», ООО «Ак Пак», ООО «Упаковка», ООО «ГофроПак». В структуре спроса на различные виды бумажных пакетов и мешков на территории Республики Татарстан наибольший удельный вес занимают мешки для строительных материалов. Однако именно эта ниша наименее занята. Так вышеуказанные предприятия занимаются производством гафрокартона, салфеток и бумажных пакетов для пищевой промышленности, ближайшими конкурентами в области строительных материалов является г.Уфа.

Итак, предполагается ведение следующего вида деятельности: линия по производству 700 тысяч бумажных мешков в год, которые изготавливаются из нескольких слоев прочной бумаги, и применяются для хранения, транспортировки и упаковки непищевых продуктов (битум, сыпучие гранулированные продукты нефтехимической переработки, цемент, песчано-цементные смеси, уголь древесный и т.п.). Стоимость реализации бумажных мешков грузоподъемностью 50 кг размером 61*45-11 – 14,5

руб./шт. (при среднерыночной цене 15,5 руб.). Процесс производства полуавтоматизирован, в штате планируется руководитель, выполняющий функции технолога-бригадира, 4 оператора установки. Производственный процесс не подразумевает участия высококвалифицированных сотрудников.

Производство бумажных пакетов подразумевает приобретение оборудования в лизинг на общую сумму 3391 тыс.руб., включая затраты на монтаж оборудования. Планируется выкупить оборудование по истечении 3 лет по остаточной стоимости 1356 тыс.руб. Это позволяет сократить вложения на начальном этапе проекта до 700 тыс.руб. Линия по производству бумажных мешков будет расположена на территории пг. Актюбинский. Площадь здания составляет 90 м². Специальных требований для помещений, где устанавливают производственное оборудование, нет. Однако, необходимо соблюдение правил пожарной безопасности, так как здесь будет легковоспламеняющаяся готовая продукция и сырье. Производственный процесс подразумевает 2 основных операции: формирование рукава пакета (УБТ 200М), формирование дна (УСД-6М). Согласно технологии производства, наибольший удельный вес в структуре себестоимости занимают расходы на бумагу, клей и краску. Затраты на единицу продукции планируются на уровне 9,91 руб./шт. Согласно примерам ведения данного вида бизнеса запуск производства планируется с 3-го месяца после начала ведения работ.

Таким образом, уверенность в успехе начинаемого дела базируется на следующем:

1. Экологическая чистота.
2. Отсутствие конкурентов на Юго-Востоке Татарстан
3. Конкурентоспособные цены на бумажные пакеты.
4. Короткие сроки изготовления продукции

Основные риски в процессе деятельности: снижение покупательной способности населения и риск повышения стоимости сырья.

Для уменьшения и предотвращения возможных рисков при реализации проекта предусматривается заключение долгосрочных контрактов на сбыт продукции и на приобретение сырья.

Ожидаемые результаты деятельности за 5 летний срок реализации проекта (при максимальных значений нагрузок и минимальных ценах на отпускаемую продукцию): дисконтированный срок окупаемости проекта – менее года, ЧДД – 9,3 млн.руб., ИДДЗ – 1,3.

Проект «Корпоративный творческий тимбилдинг ООО «Арт-Студия НЕБО»»

Д.В. Черных, А.Д. Дарземанова, А.А. Шайдуллин, А.М. Загрутдинова

(ООО «УК «Татбурнефть»)

ООО «Арт-Студия НЕБО» – предприятие по оказанию услуг корпоративного творческого тимбилдинга и мастер-классов по живописи.

Миссия предприятия - Расширяем ваши возможности, чтобы жить ярко и без стресса.

Цели предприятия:

1. повысить уровень художественного вкуса у людей;
2. перенаправить негативные эмоции и энергию на улучшение своего самочувствия;
3. обеспечить предприятию стабильный доход.

Целевая аудитория – все социальные группы без ограничения по возрасту.

Творческий тимбилдинг – это различные творческие программы, целью которых является формирование команды путем выполнения различных творческих заданий. Общая предпосылка, из которой мы исходили при подготовке наших программ, состоит в том, что в каждом человеке есть творческие резервы и способности, которые при правильной организации работы коллектива должны проявиться.

Сплоченный коллектив, состоящий из тех, кто готов трудиться для достижения общей цели – это один из основных ключей к успеху компании. И крупные корпорации, и небольшие фирмы уже по достоинству оценили пользу, которую приносят корпоративные мероприятия (тимбилдинг), позволяющие построить совершенно новые качественные отношения между коллегами, основанные на доверии, понимании, признании авторитета и желании принести пользу.

Место реализации проекта: РТ, г. Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 18.

Объем инвестиций в проект составляет 100 тыс. руб.

Административный и производственный персонал – 4 человека.

Основной формой корпоративного творческого тимбилдинга является трехчасовое практическое занятие с профессиональным художником.

ООО «Арт-Студия НЕБО» предлагает своим Клиентам корпоративный тимбилдинг, курсы по обучению живописи маслом, курсы по правополушарному рисованию, мастер-классы по написанию картин маслом в разных техниках, мастер-классы по написанию картин акварелью и пастелью.

Картина, написанная коллективом для директора предприятия под руководством художника; мини-картинки для комнаты, образующие сложную композицию или

картины, написанные техникой правополушарного рисования – малый перечень того, как под руководством профессионала может раскрыть свои таланты любой человек.

ООО «Арт-Студия НЕБО» представляет на Российском рынке уникальную по своей сути сферу услуг, потенциал которой до конца не раскрыт.

Положительные перспективы развития данного направления бизнеса были подтверждены при анализе рынка услуг в данной сфере и при социологическом опросе жителей г. Альметьевска. Большинство опрошенных респондентов готовы периодически посещать студию не только со своим коллективом, но и самостоятельно, если действительно реализуется задуманная политика – интеллектуальный отдых, раскрытие творческого потенциала, тематические вечера и т.д.

На сегодняшний день ООО «АРТ-СТУДИЯ НЕБО» является единственной компанией, имеющей подобный спектр услуг в г. Альметьевске. Успех компании в ее доступности потребителю, необходимости и неувядающему интересу к познанию самого себя.

Проект «Агентство «Тайный покупатель»»

А.А. Вафин, Р.Р. Гайсина, Э.Ф. Зиятдинова, Ю.А. Нигматуллина, Р.А. Хусаинов
(ООО «Татнефть-АЗС Центр»)

ООО Агентство «Тайный покупатель» — специализированная социально ориентированная компания, стремящаяся к улучшению качества обслуживания населения на объектах торговли и услуг в Российской Федерации.

Цель компании — получение прибыли, за счет оказания услуг по проверке объектов торговли и предоставлению результатов проверок и рекомендаций по повышению качества обслуживания и увеличению прибыли заказчиков, согласно заданию заказчиков.

Суть проекта заключается в создании предприятия, которое будет специализироваться на привлечении жителей страны, пользователей интернета в качестве «тайных покупателей» на возмездной основе (денежном вознаграждении) и предоставлять заказчикам (потребителям услуг) результаты проверок согласно чек-листам и рекомендации по повышению качества обслуживания (эффективности бизнеса).

На сегодняшний день качество обслуживания приобретает все большее значение. На предприятиях самых разных направлений и профилей деятельности данный аспект является основным конкурентным преимуществом перед другими игроками рынка.

Мы создали предприятие, которое специализируется на изучении качества обслуживания глазами клиентов и исключили необъективность и релевантность проверок.

Наши работники – рядовые граждане, клиенты магазинов, автосалонов и бань будут оценивать качество обслуживания на основе предварительно полученных инструкций и отчитываться заполненными чек - листами и аудиозаписями процесса обслуживания.

Проведя маркетинговые исследования, мы пришли к выводу, что мы будем являться «первопроходцами» в данном направлении у себя в регионе и в г. Альметьевске.

Тайный покупатель – это уникальная для российского рынка услуга, объединяющая как контроль работы персонала заказчика, так и рекомендации по улучшению работы объекта торговли. Проанализировав существующий рынок, не было найдено аналогичного предприятия в городах: Альметьевск, Н.Челны, Нижнекамск и др.

В результате было выявлено лишь одно предприятие, предоставляющее подобные услуги в сфере торговли в г. Казань. Что является преимуществом для предприятия ООО «Агентство «Тайный покупатель».

Также стоит отметить, что наша компания будет работать с предприятиями находящимися на территории Татарстана и соседних республик и областей, что, в свою очередь, не только не вызовет оттока капитала из региона, но и привлечет капитал соседних республик и областей, а следовательно, улучшит благосостояние Республики Татарстан и качество обслуживания на объектах наших заказчиков.

Организационно-правовая структура «Агентство «Тайный покупатель» - это общество с ограниченной ответственностью. Большинство работников относятся к разряду неквалифицированных под руководством директора.

Директор осуществляет руководство предприятием и организацию его работы. Он выполняет основную роль структуры управления, под его руководством решаются все организационные вопросы, такие как: работа с заказчиками, оказание услуг и т.п.

Бухгалтер-менеджер осуществляет обработку заявок и анкет, а также ведение бухгалтерского учета и отчетности, в функции менеджера входит поиск клиентов, обработка заказов и анкет.

Планируется привлечение «тайных покупателей» – как наемных сотрудников для выполнения единоразовых работ.

Планируется обработка 4 080 анкет в год в стоимостном диапазоне от 500 руб. до 2000 руб. Основными заказчиками будут крупные сетевые магазины города и региона с целью оценки качества работы своих сотрудников, а также деятельности конкурентов.

Статьи затрат: - аренда офиса; - оплата труда работников и привлекаемых тайных покупателей.

Дисконтированный срок окупаемости проекта – 3,1 мес. Чистый дисконтированный доход – 575 тыс.руб. Индекс доходности инвестиций – 6,8. Индекс доходности затрат – 1,2

Схема работы нашего предприятия проста и прозрачна. В интернете на собственном сайте, через социальные сети «vkontakte», «Facebook» и др. мы ведем поиск людей желающих поработать «тайными покупателями». Ведь каждый человек ежедневно платит за товары или услуги, то есть является покупателем – клиентом. А здесь наша компания предлагает купить недорогой товар бесплатно, да еще и заработать!

Одновременно, по сети интернет, по телефону и на встречах наши менеджеры ведут активный поиск заказчиков: предприятий, специализирующихся на розничной торговле и оказании услуг. Исходя из специфики работы заказчика готовится чек – лист и краткий инструктаж «тайных покупателей», возможно заказчик хочет проверить свой персонал на честность или реакцию на конфликтного клиента. Далее, заключается договор, заказчик перечисляет предоплату. После исполнения условий договора, заказчик получает отчет о проделанной работе и наши рекомендации по повышению продаж. Удовлетворенный заказчик перечисляет нам оставшуюся часть денежного вознаграждения, из которой мы оплачиваем услуги «тайного покупателя» за минусом НДС 13%.

Инвестиционная деятельность во всех формах и видах сопряжена с риском. Вероятность возникновения непредвиденных финансовых потерь в ситуации неопределенности условий инвестирования существует на всех этапах развития предприятия.

Дополнительные средства, полученные от оказанных услуг, пойдут на развитие производства, увеличение заработной платы работникам предприятия и улучшения условий труда.

Риски при ведении данного бизнеса состоят в следующем:

- Высокий уровень зависимости успеха предприятия от уровня квалификации специалистов;

- Высокие постоянные издержки на маркетинг и продвижение услуги;

- Низкий уровень экономически активного населения;

Для минимизации влияния рисков предполагается реализация следующих мер:

- Построение системы по подбору высококвалифицированных кадров;

- Реализация активной маркетинговой политики.

- Разработка и внедрение высоких стандартов работы для привлечения клиентов.

Проект «ООО «Сокол»»

В. Ю. Манаков, И.Т. Шигапов, Л.А. Кульчеева, Л.Р. Нуриева (УК ООО «ТМС групп»)

Суть проекта заключается в создании предприятия, которое будет специализироваться на монтаже, планировке и обслуживании систем видео мониторинга и самое главное - просмотре материалов видеонаблюдения за счет уникального программного продукта.

На сегодняшний день видеонаблюдение приобретает все большую актуальность. На предприятиях самых разных направлений и профилей деятельность данный инструмент контроля качества выполнения операций, соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и трудовой дисциплины, производительности труда и многих других показателей - является одним из ключевых. Все это в комплексе требует от сотрудников, занимающихся просмотром материалов видеонаблюдения внимательности, высокой скорости реагирования, повышенной ответственности и конкретных показателей эффективности. Мы предлагаем создать предприятие, которое будет специализироваться на монтаже, планировке и обслуживании систем видеомониторинга и самое главное - просмотре материалов видеонаблюдения. Принцип работы нашего программного продукта основан на библиотеке компьютерного зрения с открытым исходным кодом OPEN CV. Он позволяет считывать предварительно заданную форму предмета, его положение и скелет.

Потенциальными заказчиками могут выступить:

1. Промышленные предприятия. К ним относятся предприятия группы компаний ПАО "Татнефть" и другие промышленные предприятия региона. Выведя на аутсорсинг такой непрофильный вид сотрудников как операторов, занимающихся просмотром и передачей результатов просмотра материалов видеофиксации предприятие получит эффект за счет сокращения затрат на ФЗП и улучшится качество просмотра за счет оплаты услуг по КПЭ.

2. Муниципальные организации. К ним мы отнесли городскую администрацию и общественные объекты. Наши услуги будут заключаться в том, что следя в режиме онлайн за наиболее важными городскими объектами в режиме онлайн и по записям мы сможем своевременно сообщить и даже предупредить о возможных нарушениях и преступлениях (следить за порядком в городе и исполнением обязанностей сотрудников муниципальных служб).

3. Образовательные учреждения. Данный заказчик может воспользоваться нашими услугами, которые будут заключаться в контроле за порядком в школах, детских садах и

т.д. Помимо этого мы сможем контролировать посещаемость и также предотвращать нарушения. Оказывать услуги по информированию родителей о фактическом приходе и уходе школьников/студентов.

4. Магазины (гипермаркеты). Для них будет предложен пакет, включающий в себя: реагирование на попытки хищения продаваемых товаров, контроль качества и полноты исполнения обязанностей сотрудниками магазинов, информирование о необходимости пополнения той или иной продукции.

5. Частные лица. К ним отнесем граждан, которые нуждаются в постоянном контроле за сохранностью имущества, исключения незаконного проникновения.

6. Лесничие хозяйства и сельскохозяйственные предприятия. Контроль за состоянием природоохранной зоны, рисками возможных пожаров, браконьерства и других КПЭ, определяемых заказчиком.

Миссией нашего предприятия будет обеспечение своевременного реагирования и полной конфиденциальности по результатам просмотренного материала, четко исполняя заданные КПЭ.

Проведя маркетинговые исследования, мы пришли к выводу, что мы будем являться «первопроходцами» в данном направлении у себя в регионе.

Определяя эффективность нашего предприятия мы всесторонне рассмотрели данный процесс в УК ООО «ТМС групп». Что же выяснилось? За сутки в УК ООО «ТМС групп» набирается порядка 5000 часов материалов видеонаблюдения. 11 операторов физически не успевают их просматривать. Периодически привлекается к просмотру дополнительный персонал. Наше же предприятие может за сутки обрабатывать порядка 8000 часов материала видеонаблюдения, без потери качества. Стоимость просмотра 1 часа составляет всего 7 рублей.