









*Фа́ция трансгрессивных баров* в отличие от вышеописанных отложений, характеризуется отсутствием хорошо проявленной упорядоченной цикличности в осадкообразовании. Скорость поступления осадочного материала в трансгрессирующий морской водоем была меньше, чем скорости поднятия уровня моря и увеличения аккомодационного пространства. Это приводило к частичному заполнению возникающего пространства поступающими осадками, углублению бассейна, береговой трансгрессии и формированию углубляющейся кверху седиментационной последовательности.

Приближаясь к южной части продуктивного пласта Т, отмечается появление в разрезе скважин с регрессивной направленностью отложений без четкого подразделения на циклиты – проградационная модель фаций. Здесь предполагается постепенное обмеление бассейна при все более возрастающей роли в осадконакоплении волнового воздействия с отсутствием ярко-выраженных фаз максимальной трансгрессии, что подтверждает отсутствие циклитов, как правило, отделяемых друг от друга глинистыми отложениями.

При движении с юга на север продуктивного пласта отмечается уменьшение общей толщины, видна тенденция к постепенному выклиниванию пласта к северу, пласт становится более расчлененным. Это можно объяснить тем, что южная часть месторождения в туронский век находилась ближе к источникам сноса обломочного материала, чем северная часть. В северном направлении бассейн углублялся и отложения глинизировались. На основании вышеизложенного можно предположить, что снос обломочного материала в наибольшей степени происходил с юго-востока, возможно дополнительный источник сноса на востоке.

Итоги проведенного фациального анализа:

1. Разрез отложений продуктивного пласта Т состоит из регрессивно-трансгрессивных баров, преимущественно встречаются регрессивные циклиты.
2. Отложения приурочены к мелководно-морским обстановкам осадконакопления, подразделяющимся на дальнюю зону и переходную зону пляжа.
3. ФЕС различны в разных частях продуктивного пласта Т – в северной части, в связи с углублением бассейна и удалением от источников сноса, отложения более глинизированные и маломощные, чем в южной части. Таким образом, в южном, юго-восточном и, возможно, восточном направлениях следует ожидать улучшения коллекторских свойств (приближение к береговой линии и источникам сноса) и рассматривать возможность обнаружения новых антиклинальных структур, где могут быть сосредоточены залежи углеводородов.

## Литература

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Изд-во Недр, 1980. – 301 с.
2. Карогадин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Изд-во Недр, 1980. – 242 с.



В центральной части Сургутского и северо-западной части Нижневартовского сводов мощности баженовской свиты не превышают 18 м. В восточной части исследуемой территории выделяется линейно вытянутая зона пониженных толщин субмеридианального направления: на Западно-Котухтинской, Ватьеганской, Нонг-Еганской, Ключевой, Покачевской, Нивагальской, Лас-Еганской, Урьевской и Чумпасской площадях толщины баженовской свиты изменяются в пределах от 16 до 21 м. Минимальные значения были зафиксированы в скважинах Северо-Покурская-401 (11 м) и Мильтонская-37 (12 м).

Наиболее крупная зона больших толщин (до 34 м) расположена в юго-западной части исследуемой территории. По периферии Сургутского свода распложены локальные зоны повышенных толщин баженовской свиты (более 30 м). В южной и восточной частях исследуемой территории на Восточно-Асомкинской, Южно-Покамасовской и Ваьеганской, Северо-Покачевской площадях толщины баженовской свиты достигают 35 м. Максимальные мощности установлены в Кечимовской-16 (37 м), Ватьеганской-194 (37 м) и Северо-Правдинской-521 (36 м) скважинах.

### Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров А.Ф., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Зубков М.Ю. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири. – Ханты-Мансийск, 1999. – 222 с.
3. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. – Новосибирск, 1994. – 201 с.



























## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ GTL ДЛЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

*Фишер Г.Ю.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Научный руководитель – Саранча А.В., к. т. н.*

*Email: stragoniner@gmail.com*

Работа посвящена оценке экономической эффективности от внедрения технологии GTL для повышения конечной газоотдачи низконапорных газовых месторождений на примере Медвежьего. Суть применения данной технологии заключается в том, что газ низкого давления на завершающем этапе разработки месторождения не будет подаваться в магистральный газопровод, а будет использоваться для производства СЖТ - синтетического жидкого топлива (например, бензина). Это позволит снизить эксплуатационные затраты на ДКС. В работе будет представлена приблизительная оценка экономической эффективности от внедрения данной технологии, которая показывает, что данный способ является перспективным и в будущем позволит повысить эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Данная технология уже применяется для утилизации попутного нефтяного газа на некоторых месторождениях в России, например, на Еты-Пуровском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе [1], или для производства синтетических топлив и масел за рубежом [2]. «Роснефть» планирует запустить первую GTL – установку мощностью 300–360 тонн синтетических жидких углеводородов на Новокуйбышевском НПЗ в 2018 году [3]. Однако для газовых месторождений технология GTL не рассматривалась, и оборудование для переработки газа газовых месторождений будет отличаться от оборудования для утилизации ПНГ. Данная технология позволит включить в разработку неостребованные ресурсы малых, удаленных – в Восточной Сибири, и (или) низконапорных газовых месторождений. Для месторождений с до-казанными геологическими запасами, но не находящихся в разработке, не будет необходимости оборудовать промысел установкой комплексной подготовки газа и дожимной компрессорной станцией, что значительно снизит затраты, так как рассматриваемое оборудование предполагает использование любого газа (точнее, в зависимости от показателей газа – процентного содержания метана, серы и т. д. выбирается конкретная установка). Так же в зависимости от географического местоположения месторождения, не находящегося в разработке, затраты на инфраструктуру, особенно это касается вопроса транспорта продукции, могут сильно различаться, из этого следует, что эффективность технологии стоит рассматривать на конкретном примере.

Рассмотрим применение технологии для Медвежьего месторождения. Низконапорный природный газ, запасы которого на месторождении Медвежье составляют более 678,32 млрд. м<sup>3</sup>, со временем будет не рентабельно направлять в магистральный газопровод, поскольку фактически пластовое давление в целом по залежи на 01.01.2016 составляло 1,92 МПа при проектном значении 2,15 МПа, что свидетельствует об уменьшении дренируемых запасов газа [4]. Последующее снижение давления сделает нерентабельным отправку газа потребителям через магистральный газопровод, поскольку себестоимость газа за счет затрат на ДКС будет выше рыночной цены. Рассматривается возможность применения технологии конверсии природного газа в жидкие синтетические углеводороды (GTL), благодаря которой



























# ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ПОЛИСУЛЬФИДНОЙ СЕРОЙ

*Сабирзянов Р.Р., Галеев А.М.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Научный руководитель – Ф.А. Агзамов, профессор, доктор технических наук  
Email: rivalsaab@gmail.com*

Разрушение цементного камня под действием растворенного в воде сероводорода происходит по кислотному механизму. Для оценки влияния кислоты на процесс кислотной коррозии цементного камня была проведена серия экспериментов, в которых агрессивная среда моделировалась 1N концентрацией соляной кислоты.

Данный вид коррозии возникает, когда цементный камень контактирует со средой, имеющей  $pH < 7$ . Поскольку в составе цементного камня присутствует большое количество оксида кальция, имеющего щелочную реакцию, то, естественно, оксид (гидроксид) кальция активно реагирует с кислотами. Практически все кислоты, взаимодействуя с гидроксидом кальция, а затем и с гидросиликатами и гидроалюминатами кальция, вызывают интенсивное разрушение цементного камня. Подобный механизм разрушения цементный камень испытывает в растворенном сероводороде. Следовательно, появляется возможность переноса полученных результатов на поведение цементного камня в условиях сероводородной агрессии.

При контакте цементного камня с кислой средой происходит мгновенная нейтрализация кислоты щелочью. В результате химической реакции гидроксид кальция, находящийся в порах вблизи границы цементного камня, расходуется, и продукты твердения, становясь термодинамически неустойчивыми, начинают растворяться и выделяют  $Ca(OH)_2$ , который идет на нейтрализацию новых порций кислоты. Процесс коррозии идет до полного разрушения цементного камня.

Для повышения коррозионной стойкости цементного камня к действию агрессивных сред целесообразно снижение его проницаемости путем кольматации порового пространства добавками полисульфидной серы различной концентрации.

Для испытаний готовились образцы камня размером 3х3х3см из тампонажного цемента марки ПЦТ-I-G с водоцементным отношением 0,4 без применения добавок, а также образцы из цемента ПЦТ-I-G с водоцементным отношением 0,4 добавкой 1 %, 3 %, 5 % полисульфидной серы.

Полученные результаты показали, что добавка полисульфидной серы увеличивает коррозионную стойкость цементного камня, так как она изменяет структуру порового пространства и существенно снижает проницаемость камня.

## Литература

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.А., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промышленных растворов: учеб. пособие. – СПб.; ООО «Недра», 2011. – 268 с.











# АКВАТЕРМОЛИЗ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КАТАЛИЗАТОРОВ, ОБРАЗОВАННЫХ *IN SITU* ИЗ СМЕСИ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ ПРЕКУРСОРОВ

*Байгильдин Э.Р., Ситнов С.А., Вахин А.В.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет*

*Научный руководитель – Ситнов С.А., к.х.н.*

*Email: emil.bajgildin@gmail.com*

Вскоре углеводороды останутся главным источником энергии. В настоящее время растет интерес к разработке запасов неконвенциональных углеводородных ресурсов: сланцевой нефти и газа, высоковязких нефтей и природных битумов. Мировые запасы таких ресурсов сопоставимы с традиционными. Стабильная добыча углеводородов в значительной мере будет обеспечиваться за счет таких ресурсов. В настоящее время проводятся исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в частности, паротепловых методов за счет катализаторов процессов крекинга, гидрогенолиза, гидролиза и др. [1].

Очевидно, что доставка в пласт катализаторов в виде диспергированного порошка невозможна. Частицы катализатора будут адсорбироваться на стенках ствола нагнетательной скважины, не достигнув даже призабойной зоны. Поэтому многими учеными ведутся работы по синтезу катализаторов для внутрискважинного использования и исследованию их эффективности в аспекте интенсификации добычи высоковязких нефтей. В основном, катализаторы вводят в наноразмерном состоянии или в виде нефтерастворимых прекурсоров. При разложении последних, непосредственно в пласте, образуется активная форма катализатора [2], которая представляет собой, в основном, оксиды или сульфиды соответствующего металла [3].

Многие работы посвящены изучению эффективности таких катализаторов в виде прекурсоров на основе индивидуальных металлов, например, только железо, или только никель, или только медь. Однако каждый металл в его активной форме относительно преобразования нефти воздействует на различные ее фракции. Так в [4] установлено, что катализатор на основе кобальта, введенный в виде нефтерастворимого прекурсора, способствует снижению доли смол при температуре акватермолиза 180°C. В свою очередь таллат железа при температуре 200°C в присутствии породы-песчаника воздействует на процесс деструкции в основном асфальтенов [5]. Однако стоимость прекурсора катализатора на основе кобальта практически в 8 раз больше железного катализатора.

В связи с этим актуальным является снижение стоимости таких соединений за счет оптимизации состава при использовании комбинации различных переходных металлов и исследование эффективности смеси прекурсоров катализаторов.

Физическое моделирование процесса каталитического акватермолиза проводилось с использованием реактора высокого давления на образце высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения Республики Татарстан при 150°C и 200°C, и давлении 3,0 МПа в течение 6 часов. В качестве прекурсора катализатора использовалась механическая смесь таллатов железа и кобальта в массовом соотношении 1:1, полученных на основе таллового масла и сульфатов соответствующих металлов, которая вводилась в среде донора водорода из расчета 2,0 % масс. на навеску нефти.

Критериями оценки эффективности акватермолиза в присутствии катализатора служили результаты измерения вязкостно-температурных характеристик с помощью ротацион-













## МОДЕЛИ ГЕОТЕРМЫ В СРЕДЕ С ТЕПЛОТЫДЕЛЕНИЕМ

*Фазылов Д.С.*

*Башкирский Государственный Университет  
Научный руководитель – А.Ш. Рамазанов, д.т.н.  
Email: denfazylov@mail.ru*

На сегодня, термометрия – один из основных и наиболее информативных методов контроля и разработки скважин. Задачи, решаемые методом термометрия: выделение работающих (отдающих и принимающих) пластов; выявление заколонных перетоков снизу и сверху; выявление внутриколонных перетоков между пластами; изучения распределения температур в Земле (определения естественной температуры пластов); определение мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины; определение нефте- газо- водо- притоков; выявление обводненных пластов; определение динамического уровня жидкости и нефте- водораздела в межтрубном пространстве; контроль работы и местоположения глубинного насоса; определение местоположения мандрелей и низа НКТ; оценка расхода жидкости в скважине, оценка пластового и давления насыщения; определение забойной температуры и пластовой температуры; контроль за перфорацией колонны, контроль за гидроразрывом пласта. Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации стационарных, квазистационарных и нестационарных температурных полей.

Решение практических задач базируется на анализе формы температурной кривой и величины температурной аномалии. Температурная аномалия, в свою очередь, выделяется на основе сопоставления зарегистрированной термограммы с геотермической (базовой). Характер изменения формы, величины и знака температурной аномалии во времени определяется так же путем сопоставления термограмм, зарегистрированных в различные моменты времени (или при различных режимах работы скважины).

Измерение температуры в скважинах применяется для обеспечения эффективной интерпретации результатов исследования. Это требует глубоких знаний физических и методических основ.

Для оценки условий эксплуатации нефтяных и газовых пластов и при подсчете запасов также необходимы данные о естественной температуре пластов.

Для оценки условий работы бурового инструмента и геофизических приборов необходимы данные о температуре бурящейся скважины на различной глубине.

Измерение температуры в стволе скважины несет большое количество информации и является одним из основных методов при исследовании нефтегазовых скважин.

Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой (температурной кривой), записанной в простаивающей скважине, удаленной от мест закачки и отбора флюида. Геотерма принимается за базисную температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного процессами, происходящими в пласте и стволе скважины, и по характерным отличиям судить о причине нарушения теплового равновесия.

В этой работе рассматриваются два случая стационарного распределения температуры в осадочном слое Земли.

Целью работы является измерение геотермического распределения температуры вблизи пластов с тепловыделением.

































## ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ПОДХОДОВ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОКРАЩЕНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАТРАТ В НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ»

*Гатауллина Г.Ф.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт  
Научный руководитель – Садыкова Р.Ш., д.э.н., доцент  
Email: guzel\_gataullina@rambler.ru*

В современных условиях нестабильных цен на нефть, росту конкуренции среди нефтяных компаний особую значимость в процессе финансово-хозяйственной деятельности предприятия приобретает поиск новых путей сохранения финансовой устойчивости [1].

Актуальность работы определяется тем, что в условиях сложившейся экономической ситуации большое значение имеют пути и способы сокращения транспортных затрат в нефтегазодобывающих предприятиях [3].

Целью данной работы является представление различных подходов и методов, направленных на сокращение затрат в области транспорта в НГДУ «Елховнефть».

Первый метод-это доставка глубинно-насосного оборудования (ГНО). В ранее действующем договоре на обслуживание глубинно-насосного и технологического оборудования выявлены существенные недостатки, такие как:

- Отсутствие гибкости и невозможность регулирования завоза/вывоза ГНО на скважины;
- Количество перевозимого за один рейс оборудования ограничено и значительно меньше реальной грузоподъемности агрегата по перевозке штанг (АПШ).

Следствием этих факторов является низкий коэффициент загрузки АПШ, который приводит к очень высокой стоимости доставки ГНО, а также к продолжительным простоям бригад по ремонту скважин в ожидании ГНО и недоборам нефти по причине ПРС.

В процессе реализации мероприятий по преодолению недостатков договора между ПАО «Татнефть» и УК ООО «ТМС групп» в НГДУ:

- 1) создана собственная служба логистики, отвечающая за организацию доставки ГНО на скважины;
- 2) увеличено количество оборудования перевозимого агрегатами перевозки штанг;
- 3) установлены автомобильные весы, определяющие нагрузки на ось автомобилей.

С применением такого подхода появилась возможность комплексно управлять доставкой, тем самым удалось достичь снижения простоев бригад по ремонту скважин в ожидании ГНО, увеличить коэффициент загрузки АПШ до 0,85, что позволило снизить стоимость доставки более чем на 15 %, при этом избежать штрафных санкций за нарушение ПДД.

Следующий метод снижения транспортных затрат касается вахтовой перевозки. Был составлен и подписан договор между ПАО «Татнефть» и ОАО «АПОПАТ» после впервые проведенного в ПАО «Татнефть» тендера. Выгодными отличиями нового договора от договора с ООО УК «Татспецтранспорт» является то, что теперь вахтовый транспорт оплачивается с момента прибытия и до момента убытия от заказчика, а не с момента его выезда из гаража. Также предусмотрены жесткие санкционные меры в отношении ОАО «АПОПАТ» за неисполнение, ненадлежащее исполнение услуг транспорта.

Как следствие данного подхода получаем обновленный парк вахтовой техники с меньшим тарифом, который обеспечивает наибольшую защищенность пассажиров.

Следующий подход к снижению затрат имеет наиболее широкое распространение в масштабах не только ПАО «Татнефть», но и в мире. Подбираются аналоги с оптимальными

































# ПРИМЕНЕНИЕ РОТОРНО-ПУЛЬСАЦИОННОГО АКУСТИЧЕСКОГО АППАРАТА В БЛОКЕ ЭЛОУ-АВТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ

*Хамидуллин Н.Н., Салихов Д.Ф., Ялышев У.Р., Бадртдинова А.И.*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет,*

*Научный руководитель – д.т.н Хамидуллин Р.Ф.*

*E-mail: xamidyll@gmail.com*

По мере развития технического прогресса, проблемы углубления переработки нефти приобретают для нефтепереработки все более важное значение. Особое место при решении этих проблем отводится процессам переработки нефти, применительно к установкам первичной атмосферной перегонки.

В данной работе рассматривается нетрадиционный метод выполнения этой задачи, который сопровождается уменьшением энергетических затрат, увеличением отбора светлых фракций и снижением выхода тяжелых нефтяных остатков, а также высокой селективностью получения целевых продуктов с улучшенными физико-химическими показателями. Для этого перед отбензинивающей колонной предложено установить роторно-пульсационный акустический аппарат (РПАА).

Установление оптимального режима акустических колебаний позволяет создать благоприятные условия для протекания умеренного низкотемпературного крекинга, что приводит к качественному и количественному изменению фракционного, элементного, химического и группового составов нативных нефтяных фракций атмосферной ректификации и, главным образом, темных и остаточных фракций вакуумной перегонки нефти. В результате волнового воздействия протекает ряд реакций умеренного крекинга высокомолекулярной поликонденсированной углеводородной части нефтяного сырья в условиях более мягких, чем термический крекинг. В общем случае можно констатировать, что активация нефтей позволяет увеличить суммарный выход светлых фракций, до 10–14 % массовых в зависимости от режимных условий волнового воздействия.

Активация нефтяного сырья проводилась в лабораторном роторно-пульсационном акустическом аппарате, интенсивность и генерирование акустических колебаний в котором регулируется числом оборотов вращения диска ротора РПАА. На основе этих данных был рассчитан материальный баланс ЭЛОУ-АВТ-7 активации и ректификации девонской нефти с применением РПАА. Была предложена новая обвязка аппаратов технологической схемы переработки девонской нефти с предварительной активацией в акустическом аппарате. По результатам расчета можно судить о том, что при использовании РПАА выход светлых дистиллятов увеличивается на 16 % по сравнению с традиционной схемой переработки нефти без РПАА.

## Литература

1. Патент 2354445, МПК В01F7/00 Российская Федерация. Акустический способ обработки жидкотекучих сред в роторно-пульсационном акустическом аппарате для его осуществления / В.М. Фомин, Р.Ш. Аюпов, Р.Ф. Хамидуллин и др. – № 2007132601/15; заявл. 29.08.2007; опубл. 10.05.2009, Бюл. № 13.





ции парафинов и нафтенов. Целевыми реакциями считаются те, в результате которых образуются высокооктановые компоненты. Наибольшие октановые числа имеют ароматические углеводороды, но как уже было указано выше их содержание в товарных бензинах ограничивается из экологических соображений.

На данный момент имеются данные о том, что бензиновая фракция может содержать до 300 индивидуальных компонентов [3]. В связи с этим при составлении кинетической модели затруднительно рассмотрение реакций для всех индивидуальных углеводородов. Эта особенность процесса риформинга очень сильно усложняет расчет и проектирование реакторного блока.

Использование при расчете программы Aspen HYSYS значительно упрощает расчет процесса каталитического риформинга. Для расчета необходимы данные о сырье (фракция, состав), показателях реакторного блока установки (температура, давление и расход сырья, температура на входе в реакторы, насыпная плотность катализатора, масса и высота загруженного катализатора в каждом реакторе, расход ЦВСГ, давление и температура в сепараторе). В результатах расчета помимо материального и теплового баланса выводятся данные об октановом числе риформата, суммарном содержании ароматики и моноциклических аренов, чистоте водородсодержащего газа.

### Литература

1. Капустин В.М. Основные каталитические процессы переработки нефти. – М.: ЗАО «Калвис», 2006. – 116 с.
2. Ахметзянов Д.Р. Методы удаления бензола из катализата риформинга. – Москва, 2017. – 27 с.
3. Ramage M.P. Development of Mobil's kinetic reforming model / M.P. Ramage, K.R. Graziani, F.J. Krubeck // Chem. Eng. Sci. – 1980. – № 35. – P. 41–48.

















**Научные работы  
на английском языке**

# THE ADVANTAGE OF USING THE HYDROSTATIC DEVICE IN WELLS WITH LOW RESERVOIR PRESSURE DURING CAPITAL WORKOVER OPERATIONS AND AFTER HYDRAULIC FRACTURING

*Mustafaev O.S.*

*Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University*

*Supervisor – Evstifeev V.G.*

*E-mail: orxaninho@yandex.ru*

Currently, low-permeability, heterogeneous and dissociated reservoirs containing high-viscosity oils are widely involved in field production. One of the methods that makes inflow stimulation of liquid from a formation possible is a hydraulic fracturing [1].

It is well-known that after the completion of the fracturing performed in the wells in order to stimulate the inflow, a certain amount of proppant, which was not trapped in the fracture, remains in the wellbore. Long-term experience in hydraulic fracturing in the field has shown that sometimes the thickness of the proppant left in the wellbore reaches several hundred and even a thousand meters a proppant plug [2]. As a result, we are face with several negative effects: an increase of the filtration resistance, a reduction of permeability and reservoir-to-well connectivity, premature failure of downhole and surface equipment. The efficiency of field development and production rates of wells essentially depends on the state of the bottom-hole region [3].

Usually, the cleaning of a well space includes the following methods: coiled tubing, hydraulic and mechanical bailers, various devices for well washing and wash-boring drill. In order to reduce the financial and technological costs of well maintenance, we propose to implement a hydrostatic device for cleaning the sides of wells, which has a number of specific structural and technological features, including:

- absence of the necessity of well washing during the cleaning of a well space;
- rotating mechanical workover bit;
- vacuum (self-priming) airtight container.

Advantages of this hydrostatic device:

- reduces the load on the filtration characteristics a) bottom-hole region during different types of well treatments and b) characteristics of the resulting fracture during fracturing due to the absence of repression during washing wells;
- reduces the risk of jamming (sticking) of the equipment in complicated sections of wells – lateral hole, pipe liners and other issues due to the rotation of the working part of the assembly – the mechanical milling cutter;
- allows the removal and collection of the crusts formed during well treatments in the interval of productive strata, as well as mechanical impurities of different origins, forming stoppers in the wellbore, in a airtight self-priming container;
- accelerates the development and stabilization well operations after hydraulic fracturing;
- reduces the burden on downhole and field equipment by reducing the proportion of mechanical impurities that enter the pore space during drilling;
- does not require additional technological equipment and machinery.

## References

1. Technology of hydraulic fracturing at the «Snezhnoye» field– URL: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc69b4d43b88521316c27_0.html) (accessed date 20.12.2017).
2. A method for washing a proppant plug in a gas or gas condensate well after completion of a hydraulic fracture of the formation – URL: <http://www.findpatent.ru/patent/237/2373379.html> (accessed date 20.12.2017).
3. The method of influence on the bottom-hole region – URL: [http://www.gstar.ru/files/books/inf\\_well.pdf](http://www.gstar.ru/files/books/inf_well.pdf) (accessed date 20.12.2017).

## PUMP WITH INTERMEDIATE BLEEDING

***Baitemirov R.L., Romanov A.A., Tumanyan Kh.A.***

*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)*

*Academic Adviser – Sazonov Y.A., Associate Professor*

*Email: Romanovart777@mail.ru*

In the field of oil and gas production the problem of efficient pumping of a gas-liquid mixture and utilization of low pressure gas is one of the most actual tasks. Direction of works on sharing of jet technique and power pumps, allowing to carry out pumping of polyphase environments, is very perspective. First of all the issue of a pumping equipment is usually discussed.

The purpose of researches is definition of the main reference points and directions of development of scientific and design effort, taking into account features of use of the pump with intermediate bleeding on fields. Centrifugal pumps with two output channels allow to increase efficiency of working process, and practical interest in such hydraulic machines doesn't weaken decades [1].

The Pump with intermediate bleeding contains of two working chambers with different quantity of stages, engine. This pump is equipped with a dividing insert with an additional output channel. Such parameters as pressure and volume-flow in an additional output channel are designated as  $P_1$ ,  $Q_1$ . Pressure and volume-flow in the main output channel –  $P_2$ ,  $Q_2$ . Pressure and volume-flow in an input channel of the pump with intermediate bleeding –  $P_0$ ,  $Q_0$ .

Within development of mathematical model experimental stand was created, which allows to simulate operating conditions of the real double-flow pump and as a result to carry out data collection for studying of working process and creation of mathematical model. The prototype of the pump is made with use of 3D technology of the press and cutting by the laser machine on the basis of laboratory of department «Machines and equipment of oil and gas fields».

When developing mathematical model and during the first laboratory works some features of operating characteristic of the double-flow multistage pump are noted. At the normal centrifugal pump (at invariable rotor speed) the characteristic is always presented in the line form on the coordinate plane with axes «volume flow- pressure». And to each mode of working of the pump there corresponds one point on this line, within the coordinate plane. At the centrifugal pump with two output channels everything is differently. Instead of one line it is necessary to present a flat figure which can be provided and as set of an infinite set of separate lines on the coordinate plane. Besides, it is necessary to present not one, but two flat figures on the coordinate plane. One of figures allows to characterize flow parameters with  $Q_1$  volume flow, and the second of figures allows to characterize flow parameters with  $Q_2$  volume flow. At the same time to a certain mode of a flow in an output channel with  $Q_1$  volume flow, there corresponds strictly certain mode of a flow in an output channel with  $Q_2$  volume flow.

Besides, during research works it is noted that at regulation of a flow in one output channel, flow parameters in the second output channel peculiar change. In what such originality is expressed. At a pressure boost in one output channel also the volume flow is cut here, and it is characteristic of centrifugal pumps. But in the second output channel, at such adjustment, both growth of pressure, and growth of a volume flow is observed, and it is already unusual for the centrifugal pump.

Options of installations for production wells will be considered [2–4]. It is known that the quantity of working chambers can be also more than two [5]. At the same time it is known that multiflow pumping installations remain insufficiently studied so far [6].

Results of the conducted researches have signs of scientific novelty, the laboratory sample of the pump with intermediate bleeding so is for the first time created and is investigated. The mathematical model allowing to consider mutual influence of two output flows of the pump with intermediate bleeding is created.

Results of the carried-out scientific and design works are going to be used during creation of the effective pumping equipment, the gas-liquid mixes allowing to carry out pumping and utilization of low-pressure gas. At the same time such pumps can be used for reduction of power costs of pumping water in the MRP (maintenance of reservoir pressure) systems.

### References

1. United States Patent 2315656. Dual pressure pumping system // Ralph, Rhoda. – Publication Date: 04/06/1943 – <http://www.freepatentsonline.com/2315656.pdf>

2. Patent №112960. Zayavka na poleznuyu model' № 2011139823. Strujnaya nasosnaya ustanovka // Sazonov YU.A., Ivanovskij V.N., Zayakin V.I., Kazakova E.S., Dimaev T.N. – Opublikovano:27.01.2012. Byul. № 3.

3. Patent № 125250. Pogruzhnaya nasosnaya ustanovka // Mohov M.A., Sazonov YU.A., Dimaev T.N., Tigov P.N. // Zayavka na poleznuyu model' № 2012120690 – Data podachi zayavki: 21.05.2012. – Opublikovano: 27.02.2013. Byul. № 6.

4. Patent № 132502. Pogruzhnaya nasosnaya ustanovka // Mohov M.A., Sazonov YU.A., Dimaev T.N., Tigov P.N. // Zayavka na poleznuyu model' № 2013118729 – Data podachi zayavki: 24.04.2013. – Opublikovano: 20.09.2013. Byul. № 26.

5. Drozdov N.A. Issledovanie fil'tracionnyh harakteristik pri vytesnenii nefi vodogazovymi smesyami i razrabotka tekhnologicheskikh skhem nasosno-ehzhektornyh sistem dlya vodogazovogo vozdeystviya na plast / Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk – M.: RGU nefi i gaza imeni I.M. Gubkina. – 2012. – 24 s.

6. Sazonov YU.A. Mnogopotochnyj ehzhektor i novoe napravlenie dlya razvitiya strujnoj tekhniki / Sazonov YU.A., Degovcov A.V., Kazakova E.S., Klimenko K.I // Territoriya NEFTEGAZ – 2012 – № 4. – S. 75–77.

# EVALUATION OF PARAFFIN AND ASPHALTENES PHASE EQUILIBRIUM IN PETROLEUM SYSTEMS

**Sharafieva Z.F., Ivanov D.B., Ivanova I.A.**

*Kazan National Research Technological University  
Research advisor – D.A. Ibragimova, PhD in Chemistry  
Email: zilyasharafieva@gmail.com*

One of the important problems in the entire field of the petroleum industry, including the production, operation, storage and transportation, is the precipitation of heavy organic compounds from an oil solution or petroleum system, for example, asphaltenes and resins, and their subsequent deposition in equipment and pipelines. Typically, paraffinic oils tend to precipitate ARP (asphaltene-resin-paraffin) deposits, which are nonequilibrium systems [1, 2]. They are characterized by anomalous thixotropic properties and self-organizing processes leading to the formation of the crystalline phase of the ARP. Modern studies in the oil industry show that data about the composition, structure and properties of solid paraffins has a significant influence on the solution of the problems of structuring of oil systems, changing in their viscosity properties, and for practical tasks related to extraction and transportation of paraffin oils, development the ways of removing the ARP deposits [3]. That is why it is very important to study the behavior of high molecular weight paraffins and asphaltenes in petroleum systems.

For this study we took asphaltene-resin-paraffin deposits as the samples that were fallen out from paraffinic crude oils in oil producing pipe. The 3 solid phases were precipitated from the solution of ARP deposit with the 40-fold excess of n-hexane after removing the mechanical impurities from the ARP. The first and second solid phases were obtained from the solution of the sample and n-hexane at the temperature 20°C and 0°C correspondingly. Solid phase 3 was obtained from the solution of the sample, toluene and n-hexane by freezing at the temperature -20°C. The crystallization process of the samples was determined by differential scanning calorimetry. Each experiment was carried out 2–3 times. The analysis was carried out by Chromatek Crystal Chromatograph with a flame ionization detector and increasing temperature from environment temperature up to 400°C. Solid phase 1 is characterized by the presence of n-alkanes in the range from C<sub>37</sub> to C<sub>62</sub> and higher. The molecular mass distribution of n-alkanes in phase 1 has only one extremum, so it is unimodal distribution. The maximum of molecular mass distribution is C<sub>51</sub>-C<sub>55</sub>. Solid phase 1 is distinguished by the presence of the most high-molecular weight n-alkanes. Solid phase 2 is separated in the middle of total distribution. It is characterized by the presence of n-alkanes from C<sub>16</sub> to C<sub>50</sub> with the maximum molecular mass distribution from C<sub>36</sub> to C<sub>39</sub>. And solid phase 3 contains the most low molecular weight solid n-alkanes with bimodal distribution.

We found that asphaltene and paraffin could precipitate together forming the new by its content solid phase at different temperatures. We obtained and studied three solid phases forming in the modeling system (asphalt-resin-paraffin deposit and solvent). The phase equilibrium in petroleum systems was shown by different instrumental methods. The method of differential scanning calorimetry could be used to estimate the quantitative and qualitative composition of the crystalline phase of solid paraffines in asphalt-resin-paraffin deposits. It was shown that the melting point could characterize the qualitative composition of the individual components in the asphalt-resin-paraffin deposits or the dissolving properties of the medium. The molecular mass distribution of n-alkanes reflected the conditions of solid phase precipitation. Point of paraffin emergence and point of paraffin disappearance for paraffinic crude oil were shown at DSC curves. The IR spectra

confirmed the structure of precipitated paraffin hydrocarbons in solid phases obtained from asphalt-resin-paraffin deposits. The factors influencing on equilibrium of high molecular weight hydrocarbons the petroleum system with application of low molecular n-alkanes as solvents were presented. This data could be used for creating new technologies for preventing ARP deposition from paraffinic crude oils during its production and refining.

### References

1. Barskaya E.E. Criterion of phase stability of asphaltenes in crude oils / E.E. Barskaya, T.N. Yusupova, D.V. Saraev // Chemistry and technology of fuels and oils, USA. – 2013. – Vol. 49. – Iss. 2. – Pp. 165–174.

2. Shirsendu Banerjee Design of novel chemical solvent for treatment of waxy crude / Shirsendu Banerjee, Sunil Kumar, Ajay Mandal, Tarun Kumar Naiya // Oil, Gas and Coal Technology, USA. – 2017. – Iss. 4. – Pp. 363–379.

3. Petrova L.M. Effect of deposition of solid paraffins in a reservoir on the phase state of crude oils in the development of oil fields / L.M. Petrova, T.R. Foss, T.N. Yusupova, R.Z. Mukhametshin, G.V. Romanov// Petroleum Chemistry, Russian Federation. – 2005. – Vol. 45. – Iss. 3. – Pp. 167–173.

# **REDUCTION OF OCCUPATIONAL RISKS FOR WORKERS OF THE OIL REFINERY BY INTRODUCING OF AUTOMATED SYSTEM FOR EVALUATION OF PROFESSIONAL ABILITY OF OPERATORS**

*Yukhno D.S.*

*Polotsk State University  
Scientific adviser – Bulauka Y.A., Ph.D.  
Email: ulia-1917@yandex.by*

It is authentically established that about 80 % of industrial accidents for oil refinery and 30 % of emergencies take place for the reasons connected with a human factor [1–5]. The problem of decrease in frequency of accidents and injuries by regulation of influence of a human factor is important and relevant [6].

Profession of the operator of technological oil refinery units is one of the most mass in oil-processing industry and the most responsible since their wrong actions can lead to emergency. Introduction at oil refinery of modern industrial control systems, the systems of antiemergency automatic protection and remote control, increase in number of the technological parameters which are subject to management decrease in physical activity has significantly changed the nature of work of operators that causes increase in requirements to speed of reactions of workers, including to actions in emergency situations; to the accuracy of measurements of a condition of a control system of technological process, increase in volume and the importance of production information.

The successful solution of these tasks requires tension of memory and attention, operational thinking, speed and accuracy of reactions, maintaining self-control in emergencies, and other abilities connected both with specific features of nervous system and with formation of qualities of the operator important for a profession. The discrepancy of a number of physiological and psychological parameters of the worker to requirements imposed by a profession, maybe, on the one hand, the overstrain reason that in turn will lead to development of occupational diseases and, on the other hand, can become the reason of industrial accidents and emergencies.

Now professional selection of potential employees of oil refinery is carried out generally by identification of medical contraindications to this profession and compliances of education level and qualification often aren't considered psychophysiological and personal qualities of candidates.

Introduction of system of assessment of professional suitability of the operator of technological oil refinery units will bring both the social and economic effect which is expressed in reduction of number of the incidents caused by «human factor» and, as a result, will lead to decrease in professional risk.

At department of Technology and Equipment of Oil and Gas Processing of PSU researches on identification of professionally important qualities of workers in an oil processing industry, to selection of the approved techniques of their assessment are conducted. The program complex is developed for professional selection of operators of technological oil refinery units for an oil processing industry. Pilot studies with use of a program complex for professional selection of personnel of oil refinery among working at JSC «Naftan» and students of PSU of profile specialties are carried out.

## References

1. Анализ производственного травматизма на нефтеперерабатывающем предприятии / Ю.А. Булавка // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Промышленность. Прикладные науки. – 2011. – № 3. – С. 130–37.
2. Анализ инцидентов на нефтеперерабатывающем предприятии / Ю.А. Булавка, О.О. Смиловенко, Е.В. Сташевич // Вестн. Командно-инженерного ин-та МЧС. – 2012. – № 2(16). – С. 69–76.
3. Апостериорная оценка состояния аварийности на нефтеперерабатывающем предприятии / Ю.А. Булавка, О.О. Смиловенко, П.В. Коваленко, Е.В. Сташевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Промышленность. Прикладные науки. – 2012. – № 9. – С. 122–128.
4. The analysis of the industrial security level according to the integral criterion in a Belarusian oil refinery/A. Kodis, Yu. Bulauka//European and national dimension in research. technology: Electronic collected materials of ix junior researchers' conference, Novopolotsk, april 26–27, 2017 / Polotsk state university ; ED. D. Lazouski [et al.]. – Novopolotsk, 2017. – P.171–174.
5. Проблема выбора наиболее опасного аппарата для оценки взрывоопасности технологического блока на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах / Ю.А. Булавка // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2016. – № 11. – С. 125–129.
6. Глебова Е.В. Снижение риска аварийности и травматизма в нефтегазовой промышленности на основе модели профессиональной пригодности операторов: автореф. дис. ... докт. техн. наук / Е.В. Глебова – Уфа, 2008. – 46 с.

# POTENTIAL OF UNDERBALANCED DRILLING TECHNIQUE

*Nguyen Huynh Tri Trung*

*Ufa State Petroleum Technological University, Russian Federation*

*Email: tritrong.spe@gmail.com*

Underbalanced drilling (UBD) is one of oldest drilling method. UBD is old as drilling itself, the first cable tool wells were all UBD. However, since 1901 the conventional drilling (pressure reservoir < pressure bottom hole) has been the most popular and safest method when drilling a well but there are also drawbacks of the method. For example, fluid losses is a general problem because the drilling fluid pressure is usually greater the formation pressure – this can bring about formation damage. Physical blockages, differential sticks, washouts are also common problems.

When drilling a well and pressure reservoir > pressure bottom hole, we call Underbalanced Drilling (UBD) and it has differences with traditional methods. The well can flow during the drilling because the bottomhole circulating pressure is always kept lower than formation pressure. As well as penetration is faster and eliminating the risk of lost circulation, UBD has additional benefit is that the invading fluid causes smaller damage. Drilling time also gets smaller, bit life increases, and it is easier to spot and test productive intervals because with UBD we can get additional information of well such as: pressure, temperature, flow rate, water cuts,... Of course, this benefit couldn't be seen when the well isn't underbalanced so this is essential to the whole process.

There are three types of drilling fluid for UBD; incompressible (liquid), compressible (gas), and two-phase. We choose one depend on the conditions of borehole collapse pressure, formation fracture pressure, formation pore pressure and bottomhole flowing pressure.

We can use UBD for most reservoirs, but some cannot, because of geological issues related to rock stability. For some reservoirs, we can't use UBD with the current technology, because they are either good producers or pressures are so high. UBD is the most suitable for high strength low permeability formations or subnormal pressure intervals.

In UBD, we have increased penetration and production rate, minimization of impairment – must offset the additional cost of undertaking a UBD project. But we must use some require equipment like rotating wellhead or discharge pipe. We also need extra people, who have been trained for UBD and extra time required to drill underbalanced. Therefore underbalanced drilled wells are 20 to 30 % more expensive than normal wells.

Recently, UBD has been becoming trendy because depleting pressure is a popular happening and it also ultimate within reservoirs that are low quality or particularly complex. About four in ten onshore wells (40%) used underbalanced conditions and this has been growing ever since.

## References

1. Norman J. Hyne, Ph. D., Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production 3rd Edition. Chapter 14 – Drilling preliminaries, pp. 235–289, 2012.
2. Le Phuoc Hao, Ph. D., Basic Oil Exploration and Drilling, pp. 203–107, 2014.
3. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363910000097>

## SELECTION OF COMPOSITIONS FOR ACID FRACTURING

***Ivanova I.A., Pavlov A.V., Sharafieva Z.F., Ivanov D.B., Zakirova Z.R.***

*Kazan National Research Technological University  
Research advisor – D.A. Ibragimova, PhD in Chemistry  
E-mail: iv.a.nova@yandex.ru*

It is known that a significant part of the petroleum resources contains in the carbonate reservoirs [1]. The applying traditional methods of stimulation to the carbonate reservoirs characterized with difficulties according to natural heterogeneity of its structure [2].

The research is based on the differences between carbonate reservoirs and terrigenous one.

The most important one is the ability to significantly improve the filtration and capacitive properties under the influence of hydrochloric acid solutions [3]. It should be mentioned that acidic compositions also contain various kinds of additives – demulsifiers, dispersants, stabilizers of iron and so on. Its selection is carried out by experience in practice. Its main function is to prevent formation of clots, which complicate the extraction of the oil emulsion from the rock. Such clots occur as result of chemical interaction of hydrochloric acid and iron ions in the well. Hydrochloric acid is also an active corrosion agent [4, 5].

The objects of our study are the carbonate rock and crude oil of Utevsy field. The oil was analyzed with a number of physicochemical methods. Exploration of different acid concentrations was carried out and 15 % concentration approved itself as an optimal. The number of compositions with various combinations and concentration of active additives (corrosion inhibitor, the iron stabilizer, demulsifier, dispersant) were examined.

The purpose of the work is the acidic compositions selection by using a number of experiments. Using of above mentioned experiments allowed observing behavior of an optimal composition under interaction with the explored crude oil. The most effective acid compositions and its components percentage are mentioned. These compositions can be successfully used in the carbonate reservoir development of the Utevsy field, and specifically in acid fracturing.

### References

1. Ivanov D.V. Influence on residual reserves of carbonate reservoirs of small deposits / D.V. Ivanov, A.P. Chizhov, E.V. Kagarmanova // Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products, Russian Federation. – 2014. – Iss. 4. – Pp. 26–33.
2. Smith M.M. Development and calibration of a reactive transport model for carbonate reservoir porosity and permeability changes based on CO<sub>2</sub> core-flood experiments / M.M. Smith, Y. Hao, S.A. Carroll // International Journal of Greenhouse Gas Control, Netherlands. – 2017. – Vol. LVII. – Pp 73–88.
3. Noel P.J. Origin of Carbonate Rocks / Noel P.J., Brian J.C. – UK.: John Wiley & Sons, 2016. – 68 p.
4. Mahmoud M. Challenges During Shallow and Deep Carbonate Reservoirs Stimulation / M. Mahmoud, H. Nasr-El-Din // Energy Resources Technology. – 2014. – Vol. CXXXVII. – Iss. 1.

## INNOVATIONS THAT IMPROVE THE PROFITABILITY EXPLOITATION OF ORENBURG OIL AND GAS FIELD

*Novikova A.S., Eremenko O.V.*

*Russian State University of oil and gas (NRU) named I.M. Gubkin, branch in Orenburg*

*Mentor – V.A. Shpakov, Phd.*

*Email: annov106@mail.ru*

Today's exploitation of the Orenburg oil and gas condensate field (OGCM) is characterized by a planned unprofitable, as it is in the stage of decrease production. For this stage are the peculiar is considered to be: extremely high water cutting of wells, increasing the share of unprofitable and loss-making wells, the rising cost of production and the need to increase the volumes of geological-technical actions (GTM) [4]. To solve these problems (assuming lack of financial resources to adequately upgrade the production facilities) is possible only fundamentally changing approaches to the development of the field. We are talking about the transition to innovation-oriented model, in which the increase of profitability is through the implementation of reasonable and competent innovative solutions in all fields of activity oil and gas companies, ranging from the formation of the digital model and ending with the processing of the extracted raw [5]. Considerable attention should be paid to innovation in resource efficiency and resource efficiency of technological processes, as from solutions to these problems depend on environmental and energy security of Russia as a whole [1].

For OGCM the problem is most topical for the improvement of technology of development of oil rims. It is worth noting that on 01.01.2017 was selected 68 % of natural gas, but only 5 % of oil due to the lack of a clear decision on the selection of effective technologies of oil production, allowing to reduce costs and increase the profitability of the company. The cost of objectively high because of increased water cut of wells, a significant cost of maintaining reservoir pressure and necessary the use of expensive interventions to increase oil recovery. All these circumstances have led to the growth of energy-intensity of processes. Moreover, the conditions of contact of oil with water on OGCM formed stable water-oil emulsion, obtaining commercial oil from of which is carried out by thermochemical method by heating up to 60<sup>0</sup>C, and the introduction of de-emulsifiers. Therefore, innovation in resource conservation for OGCM should be priority.

Selection of technology development can be conducted according to indicators of economic and energy efficiency, showing the most rational use of energy resources in all links of the process of extraction and preparation of oil [6]. Thus, the most attractive option developing of oil rims is option, which provides for: implementation of the on 29 wells electric pumps of new size DN; of variable frequency drives for the pumps of reservoir pressure maintenance; reduction of electricity losses in power transformers; installation of devices for reactive power compensation and optimization of the operation scheme of pumping units of the KNS. Compute the efficiency of the modified innovation system the development of oil rims, we used a maximum allowable 10-year period of use of these devices.

According to the obtained calculated indices were formed for energy efficiency programs in accordance with the lump sum payment of investments of events in the first year at a discount rate, that takes into account risk factors such as: the volatility of oil prices and oil and gas equipment; growing geopolitical loneliness of Russia; changes in tax, customs and environmental legislation; low inflow of fluid to the wells with the deterioration of the FCP and the structure of the fund of production wells; overheating and equipment failure at high formation temperatures; increased wear

of the cable and equipment with a high content of sulphur in oil; technological complexity and incompatibility of equipment and software; the low level of energy management etc. [2,3].

The results show that the implementation of the formulated resource saving innovation technologies of development of oil rims will provide NPV, based on risk, more is 875.0 million rubles and an additional advantage of this variant are more comfortable financial security investment and the opportunity to reinvest the proceeds.

### References

1. Galyautdinov I.M. Methodology of assessment of the current state of energy management at the oil company. // Economics and entrepreneurship. – 2016 – № 9 (74). – P. 787–796.

2. Eremenko O.V. Methodical features of determination of efficiency of innovative projects in the segments of oil and gas companies in the changes in risk // Science today: postulates of the past and modern theory: proceedings of the VIII Int. nauchno-prakt. conference / Ed. Zaraisky A.A. – Saratov: Izd. «Business Academy». – 2017. – P. 72–76.

3. Krestovskaya E.V. Methods for the determination of the amendments on the risk of the methodical recommendations on assessment of efficiency of investment projects // Vestnik of Chelyabinsk state University. – 2015. – No. 1, vol. 8. – P. 110–115.

4. Kuznetsova A.M., Eremenko O.V. Formation of efficient system of resource management of hydrocarbons in the conditions of increasing of innovative potential of Russian fuel and energy complex / A.M. Kuznetsova, O.V. Eremenko // West Siberian oil and gas Congress: collection of scientific papers of the XI International scientific and technical Congress of the student branch of the society of petroleum engineers – Society of Petroleum Engineers (SPE). – Tyumen:, TIU. – 2017. – P. 150–152.

5. Novikova A.S., Eremenko O.V. Innovative approaches in the formation of the sets of sa measures for resource conservation in oil and gas companies / A.S. Novikova, O.V. Eremenko // Environmental responsibility of oil and gas companies: proceedings of scientific-practical. conference. Under the General editorship of doctor of historical Sciences, Professor Gorshenin S.G. – Moscow-Orenburg: OOO «Amirat» (Saratov). – 2017. – P. 214–218.

6. Shpakov V.A., Eremenko O.V. Peculiarities of quality management of innovative potential and innovative activity of oil and gas companies in Russia. Part I: Starting point / V.A. Shpakov, O.V. Eremenko // Quality management in the oil and gas industry. – 2016. – No. 4. – P. 6–12.

# DEVELOPMENT OF AN APPROACH TO GEOCHEMICAL MODELING OF THE SUPER VISCOUS OIL DEPOSITS

*Сафина Р.Э.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Научный руководитель – Чемоданов А.Е., младший научный сотрудник  
E-mail: Safina\_01@bk.ru*

В последнее время в развитии мировой нефтяной индустрии возрастает интерес к залежам СВН. Одной из технологий извлечения высоковязкой нефти является технология SAGD, которая была создана еще в 1970-х и применяется по сегодняшний день, в том числе и в республике Татарстан. Определение направления распространения паровой камеры, основного действующего фактора этого метода, является главной задачей моделирования залежей СВН.

В данной работе предложено моделирование залежи СВН на основе данных геохимического анализа. В основу построенной геохимической модели легло отношение изомеров метилдибензотиофенов, являющихся косвенным признаком степени биodeградации. Оценена возможность использования данной геохимической модели для уточнения геологической модели и мониторинга разработки залежи сверхвязких нефтей на примере одного из месторождений республики Татарстан.

В ходе данной работы проанализированы образцы керн из 8 оценочных скважин и пробы нефти из 7 горизонтальных скважин. Анализ включал экстракцию битумоидов, выделение насыщенной фракции методом ЖАХ и исследование насыщенной фракции в хромато-масс-спектрометрической системе. Анализ распределения значения соотношения изомеров метилдибензотиофенов позволил установить взаимосвязь степени биodeградации с нефтенасыщенностью, определить границу ВНК, а корреляция данных модели и значения соотношения изомеров метилдибензотиофенов в пробах нефти из горизонтальных скважин позволила оценить вероятные пути притока нефти к добывающим скважинам и определить возможные границы паровой камеры. Для определения возможности использования геохимической модели для анализа разработки месторождения методом SAGD необходимо проводить дальнейший мониторинг

## Литература

1. Чемоданов А.Е. Применение геохимической модели для мониторинга разработки месторождений сверхвязкой нефти с использованием паротепловых методов. – Казань, 2017 – 45 с.
2. Bailey N. J. L. Alteration of crude oil by waters and bacteria-evidence from geochemical and isotope studies / N. J. L. Bailey, H.R. Krouse, C.R. Evans, M.A. Rogers // AAPG Bulletin. – 1973. – № 57. – P. 1276–1290.

**Научные работы аспирантов  
и молодых специалистов**

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ОБРАБОТКИ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Сагиров Р.Н.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет*

*Научный руководитель – Успенский Б.В., д.г-м.н.*

*Email: sagirov.rustam@gmail.com*

В настоящее время в связи с истощением на многих месторождениях активных запасов нефти, и прироста трудноизвлекаемых, все больше приобретают популярность методы увеличения нефтеотдачи, свою нишу среди которых заняли потокотклоняющие технологии. На сегодняшний день разработано большое количество потокотклоняющих технологий, наиболее распространенными из которых являются составы на основе полиакриламида (около 90 % всех применяемых составов содержат полиакриламид). Однако применение этих составов имеют определенные ограничения. К ним относятся: температура более 90°C, при которой гель полиакриламида начинает разрушаться; высокая минерализация пластовой воды, из-за которой так же происходит деструкция геля; разрушение геля при механической нагрузке, что не позволяет использовать гель полиакриламида в низкопроницаемых коллекторах[1].

В настоящий момент основным применением плавиковой кислоты в нефтяной промышленности является использование ее в обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации добычи. Наиболее распространенным реагентом на основе плавиковой кислоты является глинокислота.

Глинокислота применяется для очистки призабойной зоны и уменьшения скинфактора. К. Кроуи в своей работе[2] привел уравнения реакций, проходящих при глинокислотной обработке чистых кварцевых песчаников.

При реакции плавиковой кислоты с полевыми шпатами и глинами могут получаться различные соединения алюминия и фтора, а так же соединения комплексного иона  $SiF_6^{2-}$  с натрием, калием и кальцием. Таким образом обработав отходы реакции плавиковой кислоты с матрицей породы щелочным раствором можно получить гель, который может быть использован для выравнивания профиля приемистости. Получение геля описано в работе [3]. Для проверки потокотклоняющих свойств силикагеля был поставлен следующий эксперимент.

Было отобрано два образца:

1) Из скважины 5051 Тавельского месторождения бобриковского горизонта кварцевый, мелкозернистый, гидрофобный, песчаник с пористостью 25 % и проницаемостью по воде 1,092 мкм<sup>2</sup>.

2) Из скважины 133 Вишнево-полянского поднятия шешминского горизонта полимиктовый, мелкозернистый, извискловистый, гидрофильный песчаник с пористостью 17 % и проницаемостью по воде 0,129 мкм<sup>2</sup>.

Из образцов были выпилены цилиндры диаметром 30 мм и длиной 30 мм.

На первом этапе образцы насыщались водной взвесью силикагеля. При этом проницаемость обоих образцов уменьшилась с начальных значений практически до нуля, составив для 1 образца 0,0014 мкм<sup>2</sup> и 0,0037 мкм<sup>2</sup>.

На втором этапе с поверхности образцов и из емкости подачи воды удалялся силикагель и замерялась проницаемость по дистиллированной воде. Проницаемость замерялась каждый день в течении трех недель при различных значениях порового давления.

По результатам измерений видно, что проницаемость по воде снижается примерно в 6 раз для первого образца и в 2 раза для второго. Возможно, что проницаемость образцов после закачки в них силикагеля снижается пропорционально начальной проницаемости. Это может быть полезно при применении данной методики на многопластовых эксплуатационных объектах с небольшой разницей в проницаемостях пропластков.

Таким образом, в результате работы показана возможность утилизации отходов реакции плавиковой кислоты со скелетом породы обработкой гидроксида натрия, с одновременным получением силикагеля и его применения в качестве потокоотклоняющего агента.

### Литература

1. Чукин, Г.Д. Химия поверхности и строение дисперсного кремнезема [Текст] / Чукин Г.Д. – М.: Типография Паладин, ООО «Принта», 2008. – 172 с.
2. Кроуи К., Масмонтейл Ж., Томас Р. Тенденции в кислотной обработке матрицы // Нефтяное обозрение, 1996 г. No. 5. 20–37 с.
3. Сагиров, Р.Н. Синтез силикагеля в пластовых условиях при помощи составов на основе плавиковой кислоты для увеличения нефтеотдачи / Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам X Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых): в 2 т. / отв. ред. Р.Р. Гильмутдинов; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2017. – Т. 1. – 351 с.: ил.

## РЕШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХКАМЕРНЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

*Туманян Х.А.*

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

*Научный руководитель – Сазонов Ю.А., д.т.н.*

*Email: horen.tumanyan@mail.ru*

В области добычи нефти и газа, к числу нерешенных экологических проблем относится проблема эффективной утилизации низконапорного газа и эффективной перекачки газожидкостных смесей. Это связано с тем, что не решена в полной мере задача по созданию эффективного насосного и компрессорного оборудования для перекачки газа и газожидкостных смесей в промышленных условиях. Весьма перспективным видится направление работ по совместному использованию струйной техники и силовых насосов, позволяющих осуществлять перекачку многофазных сред [1].

Известны струйные насосные установки, содержащие струйный насос и многоступенчатый центробежный насос, при этом многоступенчатый центробежный насос оснащен двумя выходными каналами. Центробежные насосы с двумя выходными каналами позволяют повысить эффективность рабочего процесса, и практический интерес к таким гидравлическим машинам не ослабевает уже десятки лет [2–5]. Многоступенчатый центробежный насос с двумя выходными каналами, отнесенный к группе двухпоточных насосов, позволяет создать двухкамерную струйную насосно-компрессорную установку. В двухкамерной струйной насосно-компрессорной установке перекачиваемая газожидкостная смесь сжимается последовательно в двух рабочих камерах: в рабочей камере струйного аппарата и в рабочей камере многоступенчатого центробежного насоса.

В работе используются следующие методы исследований: экспериментальный метод с проведением стендовых испытаний и аналитический метод с использованием математических моделей в теории струйных и лопастных насосов.

В ходе исследовательских работ разработаны алгоритмы расчета, позволяющие связать теорию струйных аппаратов с теорией центробежных, применительно к двухкамерным насосно-компрессорным установкам. Показано, что характеристика исследуемого центробежного насоса не может быть представлена в виде простой линейной зависимости подачи от давления. Вместо линии на координатной плоскости требуется графически представить две плоские фигуры. Одна из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока в первом выходном канале насоса, а вторая из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока во втором выходном канале насоса. При этом определенному режиму течения в первом выходном канале, соответствует строго определенный режим течения во втором выходном канале [6].

В рамках представленных исследований впервые разработана новая расчетная программа «Двухпоточный центробежный насос.xls», которая позволяет произвести оперативный пересчет режима работы насосного оборудования в условиях изменения гидродинамических параметров двухпоточной насосной установки.

Результаты проведенных исследований имеют признаки научной новизны, так впервые создана математическая модель, позволяющая учесть взаимное влияние двух выходных потоков для двухпоточного центробежного насоса.

Работы проводятся при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России. Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57717X0259.

## Литература

1. Сазонов Ю.А., Мохов М.А., Мищенко И.Т., Туманян Х.А. Перспективы использования двухкамерных насосно-компрессорных установок для перекачки многофазных сред – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2017. – № 11. – 139 с.
2. Патент № 132502. Погружная насосная установка // Мохов М.А., Сазонов Ю.А., Димаев Т.Н, Тигов П.Н. // Заявка на полезную модель № 2013118729 – Дата подачи заявки: 24.04.2013. – Опубликовано: 20.09.2013. Бюл. № 26.
3. United States Patent 5456577. Centrifugal pump with resiliently biasing diffuser // O'sullivan, Mark E.; Wotring, Timothy L. – Publication Date: 10/10/1995.
4. Дроздов Н.А. Исследование фильтрационных характеристик при вытеснении нефти водогазовыми смесями и разработка технологических схем насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 24 с.
5. Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сб. материалов Международной научной-практической конференции молодых ученых (Альметьевск, 27–29 сентября 2017 г.) – Альметьевск: Изд-во Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – 464 с.

## СНИЖЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

*Сатаева А.Ф.*

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

*Научный руководитель – А.В. Деньгаев, к.т.н.*

*E-mail: sataevaaf@mail.ru*

Скважинная механизированная добыча нефти является самым энергоемким технологическим процессом на нефтегазодобывающем предприятии, а, следовательно, обладает наибольшим потенциалом для внедрения оптимизационных энергосберегающих мероприятий. Принимая во внимание тот факт, что установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) эксплуатируется большая часть фонда скважин РФ, можно утверждать, что наиболее актуальным для оптимизации энергопотребления является применение ЭЦН.

Однако, при работе установки ЭЦН полезная мощность, расходуемая на подъем скважинной жидкости, составляет лишь 20–25 % от общего потребления, тогда как потери в центробежном насосе могут достигать 60 % [2].

В рамках данной работы проанализированы структура энергопотребления нефтедобычи по технологическим процессам среднестатистической российской нефтедобывающей компании и распределение основных потерь электроэнергии по узлам УЭЦН; а также рассмотрены известные пути повышения энергоэффективности УЭЦН, а именно:

- Подбор энергоэффективного дизайна УЭЦН;
- Циклическая эксплуатация мало- и среднедебитных скважин;
- Замена асинхронного двигателя на вентильный;
- Увеличение загрузки ПЭД;
- Применение ПЭД с повышенным напряжением;
- Увеличение сечения силового кабеля;
- Увеличение диаметра НКТ на высокодебитных скважинах;
- Максимальное использование полезной работы газа (газлифтный эффект).

Кроме того, в работе представлены результаты экспериментального изучения характеристик работы различных конструкций рабочего колеса насоса, рассмотрены эффект запаздывания давления насыщения, основные принципы осуществления предложенного способа повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти, а именно, применение акустического воздействия, рассмотрены различные модификации метода, а также представлена методика расчета газлифтного эффекта при применении акустического воздействия.

Также в рамках работы разработана математическая модель расчета удельного расхода электроэнергии и методика подбора энергоэффективного оборудования в скважину.

Применение результатов данной работы в нефтедобывающей промышленности позволит контролировать энергоэффективность и текущие потери электроэнергии в каждой скважине, на месторождении и компании в целом, а также оценивать динамику изменения энергоэффективности механизированной добычи нефти, что в свою очередь предоставит возможность планировать меры по повышению эффективности эксплуатации мехфонда, увеличить работоспособность и долговечность скважин, значительно снизить затраты нефтедобывающих компаний.

## Литература

1. Золотарев И.В., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН. – Москва, 2013 – 66 с.
2. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления. – Москва, 2011 – 26 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.:ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
4. Richard Márquez. Modeling Downhole Natural Separation. Dissertation. – The University of Tulsa, 2004.

# АВТОМАТИЧЕСКИЕ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩИЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ВЫСОКОВЯЗКИ НЕФТЕЙ (Р. ТАТАРСТАН)

*Антипов А.Е., Фомин Д.А., Лапин Д.Г.*

*Сибирский Федеральный Университет  
Научный руководитель – М.Т. Нухаев, к.т.н.  
Email: artemka.92@bk.ru*

Истощение запасов традиционной нефти Республики Татарстан делают все более актуальной проблему рационального вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. К таким запасам относятся природные битумы и тяжелая сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения.

На текущий момент на Ашальчинском месторождении проходит внедрение технологии парогравитационного дренажа с использованием одно- и двухустьевых парных горизонтальных скважин. В классическом описании данная технология требует бурения двух горизонтальных скважин (расположенных параллельно одна над другой) через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта [1]. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. Нижняя скважина используется для добычи нефти и сконденсировавшейся воды. Ряд научных работ показывают, что одним из наиболее эффективных методом оптимизации парогравитационного дренажа является контроль за развитием паровой камеры [2,3,4].

В данной работе предлагается контроль паронагнетательных скважин с помощью автоматических запорно-регулирующих клапанов (ЗРК) [5]. Модуль регулирования предложенного устройства представляет собой игольчатый клапан с электрическим приводом, позволяющий проводить тонкую настройку расхода пара через клапан или поддержку определенного значения давления закачки, вне зависимости от давления в пароподающей магистрали. Управление ЗРК, контроль работы, а также передача данных происходит с использованием блока автоматики. На блок автоматики с каждой скважины с ЗРК передаются и визуализируются на панели управления следующие данные: давление и температура до ЗРК, давление и температура после ЗРК, процент открытости клапана, текущая уставка расхода (или давления) пара через ЗРК, технологический расход пара. Эти данные позволяют обрабатывать входные данные в режиме реального времени, изменять процент открытости ЗРК для поддержания расхода или постоянного давления закачки пара для оптимизации развития паровой камеры. На данный момент данная технология внедряется на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении для оптимизации газлифтных скважин [5].

Предложенная технология позволит оптимизировать развитие паровой камеры для парогравитационного дренажа с использованием двухустьевых парных горизонтальных скважин в условиях Ашальчинского месторождения. Это приведет к снижению паронефтяного соотношения и позволит значительно улучшить экономическую составляющую технологии парогравитационного дренажа, что в перспективе позволит увеличить количество месторождений высоковязкой нефти и природного битума р. Татарстан, вовлеченных в разработку способом парогравитационного дренажа.

## Литература

1. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD). – Москва, 2006 – 96 с.
2. Нухаев М.Т. Повышение эффективности SAGD на основе постоянного мониторинга температуры. – Москва, 2005 – 92 с.
3. Нухаев М.Т. Моделирование парогравитационного дренажа в пакете «Eclipse» // Мат. конф. в 3-х ч. VI международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2005». (Ухта, 23–25 марта 2005 г.). – Ухта: УГТУ, 2005 – Ч. II. – С. 217–219.
4. Нухаев М.Т. Влияние технологических факторов на эффективность парогравитационного способа разработки залежей высоковязких нефтей и природного битума. – Ухта, 2005 г. – 84 с.
5. Трубавин С.Н., Ульянов В.В., Кибирев Е.А., Рымаренко К.В., Бак В.С., Историн П.Е., Нухаев М.Т. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ. – Оренбург, 2017. – С. 36–39.

# ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РАСЧЕТА ЗАМЕНЫ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВ

*Воронцов Д.В.<sup>1</sup>, Милованова В.В.<sup>1</sup>, Шушпанов И.Н.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина*

<sup>2</sup>*Иркутский национальный исследовательский технический университет*

*Научный руководитель – Шушпанов И.Н. к.т.н., доцент*

*Email: denvorontsov@yandex.ru*

Активное внедрение возобновляемых источников энергии – это реалии ТЭКа начала 21 века. На многих производствах, в частных домах их используют для увеличения энергоэффективности объектов и уменьшению затрат на закупку электроэнергии. На производствах внедряются солнечно-ветровые установки, которые позволяют в перспективе значительно экономить на закупках топлива для дизель-генераторов, которые являются резервными источниками питания. Одновременно с этим резервные генераторы, обеспечивают повышения категории надежности потребителей, либо выставляются на аукционы и продаются сторонним организациям. Также существующая концепция «Smart – grid» подразумевает, что любой потребитель электроэнергии в любой момент может стать ее продавцом. Она стала очень популярна во многих странах, потому что из-за неравномерного графика энергопотребления многие компании начали зарабатывать на этом [2].

Большая часть проектов в современных реалиях выполняется с помощью специализированных программно-вычислительных комплексов. Процесс внедрения возобновляемых источников энергии взамен дизель-генераторов смоделирован в программе. С ее помощью возможно автоматизировать подбор мощностей солнечно-ветровой установки, которая будет покрывать 100 % графика нагрузки, с учетом стохастического характера генерации. Определяются основные технико-экономические показатели проекта внедрения источников альтернативной генерации, капитальные вложения, себестоимость кВт\*ч, вырабатываемого солнечно-ветровой установкой и т. д. Так же на выходе программа выдает типовые графики, которые позволяют оценить оптимальность выбранных мощностей [1,2,3].

Оценка программы проведена на проекте замены дизельных генераторов, питающих аварийные задвижки на нефтепроводе «Таас – Юрях – ВСТО». Подобран тип и количество основного технологического оборудования. Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы [1].

## Литература

1. Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов. Вестник Иркутского государственного технического университета. – Иркутск, 2016 – 94 с.
2. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России. – Москва, 2011 – 40 с.

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРО-ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

*Фомин Д.А., Лапин Д.Г., Антипов А.Е.*

*Сибирский Федеральный Университет  
Научный руководитель – Н.Г. Квеско, д.т.н.  
Email: fomindanila1992@gmail.com*

На месторождениях с механизированной добычей нефти после каждого ремонта (ГТМ, ВНС) скважина должна выйти на режим. Оператор добычи и технологи цеха добычи нефти и газа полностью занимаются задачами ВНР. Интеллектуальные станции управления с нейронными сетями должны автоматически решать эти задачи, оставляя за технологами и операторами контроль. Кроме того, в зависимости от геологических условий, системы ППД, условия работы скважины могут меняться. Алгоритмы нейронных сетей могут успешно реагировать на изменяющиеся факторы, применяться при работе в неустановившемся режиме эксплуатации скважин.

При использовании ИСУ возможна оптимизация работы скважины, без замены погружного оборудования. ИСУ могут оптимизировать работу периодического фонда, при переводе в постоянный режим. Одна из главных задач ИСУ – увеличение дебита скважин.

В исследовании анализируется работа фонда скважин ЭЦН на Ванкорском месторождении. Предпосылки внедрения технологии. Возможность применения для повышения эффективности ВНР, увеличения дебита скважин. Анализируется регламент ВНР и эксплуатации скважин. Подбор и оптимизация информации, обрабатываемой технологами при анализе текущего состояния ЭЦН, применение нейронных сетей для самообучения ИСУ. Прогнозирование положительного эффекта на примере Ванкорского месторождения. Предпосылки к внедрению на старых месторождениях и применение при разработке новых. Экономическая эффективность. Рассматривается потенциал для внедрения в промышленность нефти и газа Российской Федерации.

### Литература

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграф Сервис», 2005. – 528с.: ил.
2. Галушкин А.И. Нейрокомпьютеры. Кн. 3: учеб. пособие для вузов. – М.: ИПРЖР, 2000. – 258 с.: ил. (Нейрокомпьютеры и их применение).
3. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 344с.: ил.

## ИНДИКАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ МГРП

*Специалист отдела продвижения ООО «Делика», ГК МИРРИКО  
E-mail: ilnar.kadirov.93@mirrico.com*

В данной работе рассмотрена технология индикаторных исследований многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах (ГС).

Индикаторные методы исследования пластов базируются на использовании данных о перемещении реагентов-индикаторов вместе с жидкостью-носителем с учетом фильтрационно-емкостных параметров продуктивных отложений, изменения пластовых и забойных давлений. Они основаны на введении в скважину заданного объема водного раствора реагента – индикатора в составе жидкости носителя (меченой жидкости), последующем отборе проб жидкости с устья скважины после проведения операций ГРП и физико-химическом анализе отобранных проб на наличие реагентов-индикаторов, на основании которого оценивается эффективность проведенного МСГРП.

Будучи прямыми методами исследования, индикаторные эксперименты, проводимые в натуральных условиях, обладают большей доказательностью по сравнению с косвенными, в связи с чем им зачастую отводится роль арбитражных методов. Для определения продуктивности отдельных стадий многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах ООО «Делика» предлагает собственные марки реагентов-индикаторов. Данные индикаторы проходят лабораторное тестирование на совместимость с компонентами геля для ГРП в лаборатории. В качестве трассеров компанией используются водорастворимые химические реагенты, удовлетворяющие всем требованиям, предъявляемым к веществам. Реагенты легко определяемы и отделяемы друг от друга с помощью физико-химических методов анализа, что существенно облегчает их поиск и идентификацию в потоке пластового флюида.

На этапе интерпретации геологами оценивается степень выноса каждого индикатора и составляются соответствующие графики концентраций. Математическая обработка данных исследования проводится на специализированном ПО.

После математической обработки появляется возможность оценить эффективность проведенного гидроразрыва:

- определить как работает тот или иной порт в количественном соотношении во времени
- оценить профиль притока
- оценить вклад каждой ступени по нефти и воде
- уточнить ФЕС трещины после проведения МГРП
- уточнить оптимальное число портов в горизонтальном стволе

### Литература

1. Методика идентификации параметров трещин трансверсального МГРП на ГС по результатам трассерных исследований – внутренний документ ГК МИРРИКО, 2017 г.

*Научное издание*

## **TATARSTAN UPEXPRO 2018**

**Материалы II Международной молодежной конференции**

**14–17 февраля 2018 г., Казань**

Подписано в печать 19.03.2018

Бумага офсетная. Печать цифровая.

Формат 60x84 1/16. Гарнитура «Times New Roman». Усл. печ. л. 6,9.

Уч.-изд. л. 6,6. Тираж 20 экз. Заказ 89/3

Отпечатано с готового оригинал-макета  
в типографии Издательства Казанского университета

420008, г. Казань, ул. Профессора Нужи́на, 1/37  
тел. (843) 233-73-59, 233-73-28