

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**Институт геологии и нефтегазовых технологий**

## **TATARSTAN UREXPRO 2018**

**Материалы II Международной молодежной конференции**

**14–17 февраля 2018 г., Казань**



**КАЗАНЬ  
2018**

**УДК 553.9**  
**ББК 26.34**  
**T23**

**TATARSTAN UpExPro 2018:** материалы II Международной молодежной конференции (14–17 февраля 2018 г., Казань). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – 120 с.

**ISBN 978-5-00019-965-7**

Сборник включает в себя доклады, которые были обсуждены на II Международной молодежной конференции TATARSTAN UpExPro 2018 (14–17 февраля 2018 г., Казань).

В докладах отражено современное состояние научно-исследовательских и опытно-промышленных работ в области рационального использования, добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья. Большое внимание уделено решению существующих промышленных проблем, затронут широкий круг актуальных задач в области моделирования и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Опубликованные материалы представляют несомненный интерес для научных сотрудников и специалистов инженерно-технического профиля, работающих в области геологии нефти и газа, разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, геологического и гидродинамического моделирования, геофизики и геоинформационных систем, химии, геохимии, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, экологии, гидрогеологии и экономики в нефтяной и газовой промышленности, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений соответствующего профиля.

**УДК 553.9**  
**ББК 26.34**

**ISBN 978-5-00019-965-7**

## **Секция**

Геология и геохимия нефти и газа,  
Геологическое и гидродинамическое  
моделирование

# ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ ТУРОНСКОГО ПЛАСТА МОДЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Хаматзянов А.А.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт  
Научный руководитель – Ибрагимов И.И., к.т.н.  
Email: azatik1505@mail.ru*

В настоящее время большинство крупных разрабатываемых месторождений газа Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи. В таких условиях все большую актуальность приобретает задача освоения трудноизвлекаемых запасов туронских отложений. Продуктивные отложения туронского возраста кузнецовской свиты верхнего мела имеют региональное развитие и охватывают восточную часть Западной Сибири, однако до настоящего времени не представляли промышленного интереса.

Поэтому целью данной работы является проведения фациального анализа условий осадконакопления туронского пласта в пределах рассматриваемого месторождения.

Задачами данной работы являются:

1. Обзор региональных условий осадконакопления;
2. Анализ условий образования пород и выделение фаций;
3. Проведение внутрипластовой корреляции.

Туронский век начинается с крупнейшей трансгрессии моря в пределах Западно-Сибирской равнины с установлением нормального морского режима. На большей части ее территории образовывались преимущественно песчано-алевритисто-глинистые осадки [1].

Продуктивная часть туронского пласта выделяется в отложениях газсалинской пачки, входящей в состав кузнецовской свиты. Она представлена комплексом мелководно-морских отложений.

Рассматриваемый пласт имеет набор генетических признаков, свойственных прибрежно-морским и типично морским образованиям: 1) включения глауконита; 2) наличие остатков морской фауны; 3) включения обугленных растительных остатков во всех литотипах; 4) разнообразие текстур, маркирующих динамически активные условия.

Выделяются мелководно-морские фации переходной и дальней зоны пляжа, образованные в обстановке морского внешнего шельфа.

Судя по морфологии кривых каротажа ПС в строении пласта можно выделить два электрометрических типа разрезов – с регрессивной и трансгрессивной направленностью.

*Фация регрессивных баров* – это фациальный тип отложений, который состоит из трех циклических седиментационных серий с укрупняющейся вверх гранулометрией, разделенных глинистыми прослоями или глинизированными песчаными отложениями.

Указанная регрессивная последовательность морского осадконакопления является функцией количества поступающего в бассейн осадка и скорости изменения относительного уровня моря [3]. Очевидно, что в туронском бассейне, несмотря на начавшуюся трансгрессию, скорость поступления осадка и его аккумуляция были больше, что приводило к быстрому заполнению возникающего аккомодационного пространства и его перекомпенсации осадочным материалом. В результате бассейн испытывал обмеление, береговая линия проградировала и происходило формирование мелеющей кверху серии осадков с огрубляющимся гранулометрическим профилем.

*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.

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ

*Саитов Р.М.*

*Новосибирский государственный университет*

*Научный руководитель – Фомин М.А., к.г.-м.н*

*Email: SaitovRashid72@gmail.com*

Снижение темпов прироста запасов и добычи углеводородного сырья за счет открытия новых залежей нефти и газа в гранулярных коллекторах юрского и мелового возраста привлекло внимание геологов и нефтяников к нетрадиционному сложно построенному уникальному природному объекту – баженовской свите [Зубков и др., 1999]. Она является основной нефтематеринской толщей Западно-Сибирского осадочного бассейна [Геология нефти..., 1975; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. При этом в его центральной части баженовская свита является самостоятельным перспективным объектом для поисков и добычи нефти, что определяет актуальность данного исследования.

Для изучения баженовской свиты в пределах исследуемой территории была составлена серия корреляционных профилей. В качестве фактического материала были использованы каротажные диаграммы по 250 глубоким скважинам. Для расчленения и корреляции разреза, использовался комплекс геофизических методов исследований скважин (ГИС), включающий электрические и радиоактивные методы каротажа, а также кавернометрию.

В 2016 году в ИНГГ СО РАН проводилось комплексное изучение отложений баженовской свиты. В рамках этих работ был изучен керн глубоких скважин (Ай-Пимская-4008, Повховская-70, Дружная-322, Южно-Ягунская-306, Новоортъягунская-187, Северо-Покачевская-2368, Урьевская-7016, Северо-Салымская-1183 и Салымская-2802), расположенных в пределах исследуемой территории. В результате аналитических исследований образцов керна были точно установлены границы баженовской свиты. Данные скважины были выбраны в качестве эталонных для расчленения и последующей корреляции разрезов баженовской свиты.

По данным каротажа баженовская свита представляет собой высокорadioактивную, высокоомную, плотную и низкопроницаемую толщу пород. Кривые каротажа кажущегося сопротивления (КС) сильно дифференцированы, запись трех-, четырехмасштабная. Высокие значения КС связаны с высокой нефтенасыщенностью свиты. Кривая ПС в пределах баженовской свиты сохраняет спокойный характер. Отклонения от линии глины влево дают интервалы с повышенной проницаемостью.

В соответствии со скважинами с аналитикой границы баженовской свиты с вышележащими глинами ахской, сортымской и мегинской свитами проводилась по резкому падению значений кажущегося удельного сопротивления, а также росту значений индукционного каротажа. Подошве свиты, помимо резкого снижения значений КС и роста кажущейся удельной электропроводности, характерно падение значений естественной радиоактивности горных пород, а также резкой смене характера записи кривой кавернометрии.

На основе результатов интерпретации данных ГИС была построена карта толщин баженовской свиты. Мощности аномальных разрезов при картопостроении не учитывались. Толщины классических разрезов баженовской свиты изменяются от 11 до 37 м, а среднее значение мощностей, по результатам просмотренных скважин, составляет 25 метров.

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.

## **ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТА ПК<sub>14</sub> С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

*Румянцев В.И.*

*Тюменский Индустриальный Университет  
Научный руководитель – Александров В.М., к.г.-м.н., доцент  
Email: rumyantsev001@mail.ru*

В ходе наших исследований в пределах изучаемой территории был проведен анализ по уточнению геологического строения пласта ПК<sub>14</sub> Пякяхинского месторождения, которое располагается в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в бассейне реки Мессояха. Пякяхинское месторождение было введено в разработку в августе 2016 г.

Актуальность данных исследований не вызывает сомнений, т. к. при разработке данного пласта до сих пор не учитываются фациальные особенности строения пласта, влияющие на распределение фильтрационно-емкостных свойств. Именно это обстоятельство подтолкнуло нас к созданию сначала авторской (концептуальной) модели данного объекта, а затем и литофациальной.

Перед нами стояли следующие задачи: построение палеоструктурной карты и выделение на ней зон развития определенного типа осадочных фаций. Фации выделялись по двум методам – собственной поляризации (ПС) и гамма-каротажу (ГК) [1]. Если в скважине был отобран керн, он являлся приоритетным при выборе (идентификации) фациальной обстановки. В результате определения типа отложений исследуемого пласта, единственным правильным решением являлось объектное моделирование. Объектное моделирование визуально помогает увидеть картину распределения фаций и их идеализированную геометрию [2]. Фациальные исследования широко применяют при геологическом изучении продуктивных отложений на целом ряде месторождений. В большинстве своем они позволяют проследить во времени развитие литолого-стратиграфических комплексов. Известно, что по мере разбуривания месторождения часто наблюдается значительное несоответствие актуализированной геологической модели с принятой ГКЗ РФ. Уже непосредственно при гидродинамическом моделировании, фацию необходимо было воспринимать как распределение пород-коллекторов в пределах пласта, ведь оно сравнимо с литологическим [3]. Далее необходимые кубы были подгружены в ГДМ для последующего расчета с изменением траектории ствола горизонтальной скважины.

В результате выполнения данной работы были решены следующие проблемы:

1. Определены фациальные особенности осадконакопления в пределах изучаемой территории;
2. Построена авторская фациальная модель пласта ПК<sub>14</sub> с учетом палеоструктурных реконструкций;
3. Проведены гидродинамические расчеты;
4. Выданы практические рекомендации с целью эффективного выбора точек заложения скважин в пределах пласта ПК<sub>14</sub>.

### **Литература**

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.



## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ МЕТОДОМ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

*Гильманов Л.А.*

*Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель – Горюнова Л.Ф, к.г.-м.н.  
Email: lenar1597@yandex.ru*

В данной работе рассматривается Баженовская свита, являющаяся уникальным нефтегазовым объектом. Баженовская свита – это пачка (свита) горных пород, выявленных в Западной Сибири на глубинах более двух километров, которая представлена плотными глинистыми нефтематеринскими породами (содержат аномально высокое количество преобразованного органического вещества, генерировавшего нефть) [1]. Уникальной особенностью, определяющей ее промышленную ценность, является высокая насыщенность нефтью. К тому же она отличается высоким качеством (типа марки «Brent») – легкая, малосернистая и без других вредных примесей, поэтому требует меньше затрат на первичную и глубокую переработку.

По геологическому строению Баженовский нефтегазоносный комплекс кардинально отличается от всех других в разрезе бассейна. Главная роль при ее образовании принадлежит органическому веществу, которое, находясь в глинистой породе в виде слойков и лизнообразных сгущений, приводит к образованию параллельно-слоистых, петельчатых, линзовидно-слоистых текстур.

Углеводородные ресурсы Баженовской свиты содержатся в двух формах: в органическом веществе – керогене и в форме легкой нефти, являющейся продуктом генерации керогена при определенных термобарических условиях.

Но на сегодняшний день существует ряд проблем разработки Баженовской свиты:

1. Сложное строение Баженовской свиты, для которой невозможно применять существующие системы разработки традиционных коллекторов;
2. Низкие фильтрационно-емкостные свойства отложений: коэффициент пористости песчано-алевритовых пропластков изменяется от 4,9 до 12 %; коэффициент проницаемости – от 0,7 до 1,5 мД;
3. Низкая степень изученности Баженовской свиты;
4. Невозможность подсчета запасов в связи с нетрадиционным типом коллектора (битуминозные глины);
5. Сложность определения пространственной распространенности нефтенасыщенных тел, развития коллекторов, их сообщаемости и способности создавать единую флюидодинамическую систему;
6. Отсутствие инновационных методов разработки и эксплуатации залежей Баженовской свиты.

В настоящее время масштабными экспериментами по изучению Баженовской свиты являются Салымский проект (ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз»), месторождения ОАО

«РИТЭК» (Галяновское и Средне-Назымское) и месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» (Ай-Пимское и Маслиховское). В данных компаниях перспективы разработки Баженовской свиты связывают с методом термогазового воздействия.

Технология термогазового воздействия впервые была предложена в 1971 году во ВНИИнефть и имеет отечественный приоритет [2]. Метод отличается простотой реализации. К основным преимуществам относятся:

1. Нулевая стоимость использования газового агента (воздуха) и его легкодоступность;
2. Возможность применения на отложениях с низкими коэффициентами пористости и проницаемости;
3. Возможность применения на объектах с водочувствительными коллекторами, не пригодными для заводнения;
4. Высокий потенциал по приросту нефтеотдачи;
5. Возможность применения при редких сетках скважин (до 100 га/скв).

Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективный смешивающийся с нефтью вытесняющий агент за счет внутрипластовых окислительных процессов и извлечения нефти из матрицы породы вследствие возрастания ее изначально низких фильтрационно-емкостных свойств за счет образования микротрещин и микрокаверн при ее разогреве [3].

### Литература

1. Брадучан Ю.В. Баженовский горизонт Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
2. Боксерман А.А. Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 10 с.
3. Ларичев А.И. Оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты (пласта Ю<sub>0</sub>) на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» на основании региональных закономерностей. – Санкт-Петербург: ФГУП «ВСЕГЕИ», 2009. – 46 с.

# ИЗОТОПНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФРАКЦИЙ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Павельева Ю.Н.*

*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Научный руководитель – Кузькин В.А., к.ф.-м.н., доцент каф. ТМ СПбГПУ  
Email: pawjulia@mail.ru*

Вопрос о происхождении и об источнике нефти является одним из самых важных в фундаментальной науке [1]. Он имеет широкое практическое применение, особенно в условиях истощения разведанных ресурсов углеводородов.

В настоящей работе исследовалось пять образцов нефти Рогожниковской площади из разных скважин и горизонтов: из скважины 785р (Абалакская свита), 798р (Викуловская свита, пласт ВК, инт. 1527–1537), 1018 (Тюменская свита, пласт ЮК), 1031 (пермо-триас, пласт Tr), 1065 (пермо-триас, пласт Tr). Также исследовались два образца Ем-Еговского месторождения: из скважины 5429 (Викуловская), 5408 (Тюменская свита).

В работе удалось обеспечить получение 15 проб из каждого образца нефти. Ожидалось, что расширение списка изучаемых проб позволит получить более определенные выводы о родстве исследуемых нефтей.

Проведенное исследование с применением комплексных геохимических методов, включая изотопно-фракционный метод диагностики генетического родства нефтей, газожидкостной хроматографии, пиролитический анализ, позволило выяснить генетические связи в пределах осадочного чехла Западно-Сибирской НГП [2–3].

По результатам экспериментальных данных установлено, что нефти разновозрастных отложений можно отнести к двум различным генетическим типам: 1) Первый тип нефтей юрских и доюрских отложений в пределах изучаемой территории характеризуется определенной формой изотопно-фракционной кривой, присущей смешенному гумусово-сапропелевому типу органического вещества, накопление которого происходило в окислительных условиях осадконакопления. 2) Второй тип нефтей меловых отложений фиксируется по характерным особенностям изменения изотопного состава фракций и его абсолютным значениям, которые предположительно характерны для сапропелевого типа органического вещества, накопление которого происходило в восстановительных условиях.

## Литература

1. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973, – 379 с.
2. Faure G. Principles of isotope geology. New York, 2005. – 898 с.
3. Stahl W.J. Source rock-crude oil correlation by isotopic typecurves. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1978. – 1573–1577 с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ БАРАНДОВА СИНКЛИНОРИЯ (ЧЕХИЯ)

*Бабина Е.О., Токмакова А.И., Ямалетдинова А.А.*

*Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова*

*Научные руководители: Макарова Е.Ю., к.г.-м.н,*

*Соболева Е.В., г.-м.н, Большакова М.А., к.г.-м.н.*

*E-mail: lenochka-bina@mail.ru*

В работе рассматриваются результаты аналитических исследований образцов, отобранных в ходе обменной нефтегеологической практики между геологическим факультетом Московского Государственного Университета им. М.В. Ломоносова и Природоведческим факультетом Карлова Университета (Прага). Практика традиционно проходит в августе. Руководитель практики со стороны Карлова Университета – Мартин Коштяк.

В ходе практики в Чехии студентами были исследованы разрезы палеозоя и мезозоя Чехии (Баррандов синклинорий [1]): Пожары, Глубочепы, Баррандова скала, Карлштейн, Велка Хухла и другие. Были отобраны глинисто-карбонатные породы из разных возрастных интервалов предположительно разной степени преобразованности. Все отобранные образцы изучались в лабораториях кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.

Основными задачами исследования являлись изучение типа и степени зрелости органического вещества отобранных пород, а также определение обстановок осадконакопления.

Методы исследования:

1. Пиролиз (Rock Eval) (были изучены зрелость и потенциал исходного вещества),
2. Определение содержания битумоида в породе методом холодной и горячей экстракции хлороформом,
3. Жидкостно-адсорбционная хроматография,
4. Газожидкостная хроматография (ГЖХ) (с получением распределения алкановых углеводородов C<sub>14</sub>-C<sub>32</sub>, и по соотношению n-алканов и изопренанов на графике Кеннона-Кессоу [2] с определением обстановки седиментации исходного вещества),
5. Изучение изотопного состава углерода,
6. Рентгеноструктурный анализ глинистой фракции.

По данным пиролиза содержание органического углерода (Сорг) в породах силура составляет: в аргиллитах от 1,49 до 1,92 %, в граптолитовых сланцах – от 2,96 % до 3,09 %, в известняках составляет 0,03 %. На хроматограммах силурийских битумоидов среди n-алканов не отмечается преобладания нечетных n-алканов, что может указывать на высокую преобразованность ОВ. По графику Кеннона-Кессоу, основанном на соотношении n-алканов и изопренанов, были определены условия осадконакопления исходного ОВ – лагунные и прибрежно-морские, а также степень зрелости (постзрелая) ОВ [3], что подтверждает данные результаты ГЖХ. Глинистое вещество по соотношению глинистых минералов соответствует постзрелым стадиям преобразования пород.

## Литература

1. Ivo Chlupac. Vychazky za geologickou minulosti Prahy a okoli . Academia Praha – 2002 – 279.

# ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬЮ (П-ОВА ЯМАЛ И ГЫДАНСКИЙ)

*Солмин А.Е.*

*Новосибирский государственный университет, Новосибирск,  
Научный руководитель – Сурикова Е.С., научный сотрудник ИНГГ СО РАН  
Email: SolminAE@ipgg.sbras.ru*

Настоящая работа посвящена сравнительной характеристике осадочного комплекса Ямальской и Гыданской НГО: стратиграфии, тектонического строения и газонефтеносности, по материалам интерпретации региональных сейсмических профилей МОГТ. В ходе исследования выполнена корреляция основных отражающих сейсмических горизонтов, построены сейсмогеологические разрезы и палеоразрезы, выполнено построение набора структурных и изопохических карт по всем горизонтам. Опираясь на все построения, выполнена структурная характеристика территории, реконструкция истории тектонического развития всех положительных структур 2 и 3 порядков территории исследования, сделаны выводы об основных отличиях истории развития территории п-ова Ямал и п-ва Гыданский.

В административном плане территория исследования расположена в пределах Ямальского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа, согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции это территория Ямальской и Гыданской НГО.

Основой для выполнения работы послужили региональные сейсмические профили МОГТ общей протяженностью 6311 км и данные разбивок по скважинам района. В ходе работы была выполнена корреляция основных отражающих горизонтов: А` (подошва осадочного чехла), Кт (китербютская свита; тоар), Б (кровля баженовской свиты; берриас), М (нейтинская пачка танопчинской свиты; апт), Г (кузнецовская свита; турон), которые представляют собой регионально выдержанные по мощности глинистые пачки, распространенные на территории всей Западно-Сибирской плиты, накапливающиеся в эпохи тектонического покоя, обладающие аномально низкими относительно вмещающих пород характеристиками [Конторович, 2009]. Данные отражающие горизонты в кровле и подошве ограничивают сейсмогеологические комплексы: палеозойский, юрский, берриас-аптский, апт-туронский, посттуронский, которые по объему соответствуют нефтегазоперспективным.

В результате анализа структурных карт по горизонтам А`, Кт, Б, М, Г можно сделать следующие выводы:

- Структура осадочного чехла полуострова Ямал по всем отражающим сейсмическим горизонтам представляет собой моноклизу, осложненную высокоамплитудными положительными структурами 2 и 3 порядков.
- Структура осадочного чехла полуострова Гыданский по отражающим горизонтам юры и нижнего мела представляет собой мегасинеклизу, осложненную Гыданским куполовидным поднятием, Геофизическим мезовалом и Мессояхскими поднятиями; по отражающим горизонтам верхнего мела и кайнозоя – моноклинальное залегание.
- Структуры Ямальской НГО более контрастны по кайнозойским отражающим горизонтам, по сравнению со структурами Гыданской НГО. Структуры п-ова Гыданского выносятся вверх по разрезу, так как кайнозойские процессы структурообразования в пре-

делах Гыданской НГО проходили менее интенсивно. Амплитуды положительных структур 2–3 порядка п-ова Ямал вверх по разрезу увеличиваются.

Анализируя изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади, проведено восстановление истории тектонического развития исследуемой территории. Интерпретация карт толщин проводится, основываясь на том факте, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует относительному прогибанию, а уменьшенные толщины говорят об относительном воздымании структур.

В результате анализа карт изопахит можно сделать следующие выводы:

- Положительные структуры в пределах полуострова Ямал на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития испытывают тенденцию к относительному росту, при этом интенсивный рост положительных замкнутых структур наблюдается в берриас-апте и кайнозое, когда они приобретают современный вид. Стоит отметить, что практически все эти структуры являются корневыми.

- Территория в пределах полуострова Гыданского до раннего мела испытывает тенденцию к относительному прогибанию, в апт-туронском времени южная часть Гыдана начинает испытывать тенденцию к росту, в посттуронское время – вся территория п-ова испытывает тенденцию к росту.

На территории исследования месторождения УВ приурочены практически ко всем положительным структурам II и III порядков, для которых было выделено три модели формирования.

**Первый тип структур** (Нурминский мезовал, Гыданское кп и др.) – структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые приобрели современный вид в рельефе кровли баженовской свиты уже к апту, в апт-альб-сеномане наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время амплитуды и размеры могут как уменьшиться, так и увеличиваться.

**Второй тип структур** (Харасавэйское кп; Бованенковское кп и др.) – структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые начинают испытывать рост в раннем мелу, вплоть до турона наблюдается спокойное развитие, а в посттуронское время происходит скачек в росте структур.

**Третий тип структур** (Трехбугорное кп и др.) – бескорневые структуры, не приуроченные к поднятиям фундамента, их формирование начиналось в апт-туронское время, и наиболее активно протекало в посттуронское, когда происходили значительные увеличения амплитуд структур.

В итоге, второй и третий тип структур с наибольшим вкладом в развитие структур посттуронского этапа развития характерен для положительных структур, находящихся на п-ове Ямал, а первый тип с постепенным ростом характерен для структур п-ова Гыданский.

## Литература

1. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири. Геология и геофизика, 2009 г., № 4, 461–474 с.

# ААЛЕН-БАЙОССКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЕЗЕРВУАР УРЕНГОЙСКОГО НГР, СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

*Потанова Е.В.*

*Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
Научный руководитель – Нехаев А.Ю., к.г.-м.н., н.с.*

В настоящее время стала актуальной проблема поиска, выделения и научного обоснования новых нефтегазоносных объектов. Одними из них являются мало изученные отложения средней юры Уренгойского НГР.

В работе изучено строение аален-байосского регионального резервуара нижней юры и низов средней юры и его составных частей – проницаемого комплекса и флюидоупора на территории Уренгойского нефтегазоносного региона. Рассматриваемый резервуар залегает между подстилающим его тоарским и перекрывающим батским региональными резервуарами. Изученность данной территории слабая, отложения залегают на больших глубинах. Разрезы регионального резервуара построен на основе данных скважин, простирающихся с севера на юг и с запада на восток. Некоторые скважины располагаются за пределами Уренгойского НГР, но важны для понимания полной картины. Аален-байосский региональный резервуар представлен песчано-алевритово-глинистыми породами, имеющими циклическое строение.

В разрезе распознаются и прослеживаются восемь циклопачек, используемых в качестве основных стратиграфических подразделений при корреляции разреза. Отмеченная особенность строения циклически построенных пачек отчетливо выражена в комплексе каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК.

Выполненная детальная корреляция юрских образований по циклическим пачкам по трем корреляционным профилям (пересекающим район исследования с севера на юг и с запада на восток) позволила уточнить строение резервуара, его стратиграфическое положение и индексацию продуктивных песчаных пластов.

## Общая характеристика резервуара

Разрез резервуара характеризуется упорядоченным чередованием пластов песчаников и алевритово-глинистых пород. Толщина аален-байосского регионального резервуара в Уренгойском НГР изменяется от 263 до 585 м.

Глубина залегания кровли резервуара варьирует от 3700 до 4500 м. Максимально она погружена в краевых частях рассматриваемой территории (Большехетская мегасинеклиза и Надымская гемисинеклиза). В центральной части (Центрально-Уренгойский мезовал) отмечается относительно постепенное воздымание структурного плана (3700–3800 м) центральной части резервуара[2].

В составе аален-байосского резервуара выделяются вымский проницаемый комплекс и перекрывающий его леонтьевский флюидоупор. Для проницаемого комплекса, флюидоупора и всего резервуара в целом построены карты оценки их качества, данные по ним приведены ниже.

**Вымский** проницаемый комплекс сложен алевритово-песчано-глинистыми породами нижнетюменской подсвиты и низами среднетюменской подсвит, характеризующимися почти повсеместным распространением в пределах рассматриваемого района. Проницаемый

комплекс резервуара характеризуется упорядоченным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углистых пород. В строении вымского комплекса выделяются циклиты разного масштаба, от элементарных, состоящих из слоек и слоев, до крупных, включающих песчаные пласты и пачки алевроново-глинистых пород. В качестве последних на данной территории выделено и прослежено 6 циклически построенных пачек.

Толщина проницаемого комплекса изменяется с севера на юг от 156 до 323 м, с запада на восток изменяется от 296 до 327 м. Количество песчаников варьирует от 30 до 50 %, что указывает на среднее и высокое качество проницаемого комплекса.

**Леонтьевский** флюидоупор представлен алевроново-глинистыми отложениями среднетюменской подсвиты. Прослой алевролитов в разрезе флюидоупора обычно имеют толщины от долей до 1–2 м. Разрез флюидоупора на большей части территории опесчанен. В его средней части выделяется регионально выдержанный пласт Ю<sub>5</sub>, залегающий в основании циклопачки tm-8. Толщина флюидоупора варьирует с севера на юг от 107 до 144 м, с запада на восток практически не изменяются (122–153 м). Следовательно, толщина флюидоупора аален-байосского резервуара в пределах исследуемого района изменяется в интервале, свойственном экранам высокого качества. Количество песчаников от 5–7 до 40 %, следовательно, качество флюидоупора низкое, пониженное, местами среднее.

В целом качество аален-байосского регионального резервуара на территории Уренгойского НГР можно оценить как пониженное и среднее.

### Литература

1. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Издательство СО РАН, Москва, 2014. – С. 183–201.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. – 2001, № 11–12. С. 1832–1845.
3. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Красавчиков В.О. и др. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП // Геология и геофизика. – 2002, № 12. – 1107 – 1123 с.



## ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ СО СВЕРХТЯЖЕЛОЙ НЕФТЬЮ В УСЛОВИЯХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

*Насырова З.Р., Полиевтова Н.А., Зайдуллин И.М.*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет*

*Научный руководитель – Петров С.М. – к. х. н.*

*E-mail: zakirova.zuhra@yandex.ru*

На сегодняшний день во всем мире разработка старых месторождений углеводородов ведется в условиях выработки остаточных запасов. Эти месторождения содержат трудно извлекаемые запасы, вызванные наличием высоковязких нефтей. На территории Российской Федерации высокая доля запасов нефти и газанизкопроницаемых терригенных коллекторах, в карбонатных коллекторах, высокообводненных зонах. Для того, чтобы разработать эффективные способы переработки тяжелой нефти или природного битума необходима знать о влиянии температуры и природы катализаторов на различные функциональные группы в структуре молекул смол и асфальтенов.

Чтобы оценить каталитические свойства породообразующих минералов на состав нефти была проведена серия модельных экспериментов со сверхтяжелой битуминозной нефтью. Для исследования была выбрана тяжелая нефть промышленного назначения Ашальчинского месторождения из пермских отложений Республики Татарстан, расположенного в западной части Южно-Татарского свода [4]. Природные битумы Ашальчинского месторождения являются типичными представителями сверхвязких нефтей, высокую долю в составе которых занимают ароматические соединения и смолисто-асфальтеновые вещества [5–6].

Работы по термокаталитической конверсии проводились в лабораторной установке периодического действия в изотермическом режиме при высоких температурах и давлениях. В данной работе был проведен компонентный, элементный, термический анализ сырой и преобразованной нефти. Хроматографические исследования проводились на приборе «Кристалл 2000М» («Хроматэк») методом капиллярной газожидкостной хроматографии в режиме программирования температуры от 100°C до 300°C. В результате анализа было обнаружено, что нефть Ашальчинского месторождения имеет биомаркерные признаки участия морского органического вещества в формировании залежей нефти, о чем говорят рассчитанные геохимические показатели. По соотношениям П/С17 и Ф/С18 на графике Кеннона и Кессоу была отражена степень катагенетической зрелости нефти. В результате рентгеноструктурного анализа было обнаружено: параметры решеток породообразующих соединений изменяются незначительно. Это говорит о том, что использованные соединения можно отнести к добавкам, проявляющим каталитические функции. Рентгендифракционные спектры порошковых препаратов регистрировались на дифрактометре D2 Phaser производства Bruker Axs GmbH со стандартной геометрией Брэгга-Брентано ( $\theta$ - $\theta$ ) на отражение и радиусом гониометра 141,4 мм.

Таким образом, была проведена серия модельных экспериментов со сверхтяжелой нефтью путем определения оптимальных условий воздействия на нефть, идентичным условиям залегания нефти в карбонатных коллекторах. При определенных термобарических условиях в нефти происходили некоторые химические превращения, меняющие ее состав. В данной работе были изучены образцы сырой и преобразованной нефти различными инструментальными методами.

## Литература

1. Сираев Р.Ф., Петров С.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И., Романов Г.В. Получение модифицированного битума на основе вакуумного остатка высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2011. – С. 196–200
2. Муслимов Р.Х. Перспективы тяжелых нефтей. – Казань, 2014. – 40 с.
3. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов. – Башкортостан, 2015. – 75 с.
4. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Лебедев Л.П., Петров Г.А. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана, Изд-во: Наука, 1999 г. – 200 с.  
– Курбский Г.П., Каюкова Г.П., Муталапова Р.И. Природные битумы Татарии перспективное сырье для производства высокоиндексных низкозастывающих остаточных масел. – Казань, 1991 г. – 143 с.
5. Успенский В.А., Инденбом Ф.Б. Волго-Уральская нефтяная область: Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. Л.: Гостоптехиздат, 1957. – 303 с.

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛАСТА БСХХ ЗАПАДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Гарипов Р.Р.*

*РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина  
Научный руководитель – Кузнецова Г.П. канд. геол.-минерал. наук, доцент  
Email: garipov.rail.r@gmail.com*

В данной работе подробно рассмотрено геологическое строение пласта БСхх Западного месторождения, описана геолого-геофизическая изученность, проанализированы основные этапы разработки месторождения и текущее состояние.

Формирование пласта БСхх происходило на этапе, когда на рассматриваемой территории завершилось боковое заполнение бассейна седиментации ачимовскими отложениями [1]. Наступил этап формирования шельфовых отложений. Пласт формировался на переходном этапе условий седиментации, когда интенсивный привнос материала в совокупности с резкими колебаниями уровня моря привели к формированию «черепицеобразных» отложений. Область седиментации относится к зоне перехода от мелководной к глубоководной части морского шельфа [1].

Анализ каротажных диаграмм показал, что строение пласта БСхх характеризуется наличием очень четко выраженной кровельной линии, где песчаники перекрываются мощной, выдержанной по площади глинистой пачкой толщиной до 40 м.

Подолу пласта с помощью материалов ГИС достоверно проследить не удастся из-за сложных фациальных переходов. Продуктивными являются только прикровельные песчаники пласта, для данного интервала по скважинам были рассчитаны величины эффективной толщины и предложены предварительные отметки ВНК.

В результате анализа электрокаротажных кривых в пласте БСхх на площади выделены зоны с четырьмя типами разрезов. Данные зоны чередуются, сменяя друг друга в западном и северо-западном направлении.

Установлено, пласт БСхх характеризуется латеральной макронеоднородностью, обусловленной седиментационной цикличностью (резкими колебаниями уровня палеоморя). Выделяемые в интервале пласта зоны имеют среднюю ширину около 1–2 км и вытянуты с юго-запада на северо-восток. Указанная макронеоднородность контролирует размещение скоплений углеводородов и характерное распределение уровней ВНК в рассматриваемом природном резервуаре.

### Литература

1. Инюшкина А.А. Изучение геологического строения клиноформных резервуаров Западной Сибири по данным сейсморазведки и каротажа. – Москва, 2008 – 56 с.

**Секция**  
Разработка нефтяных, газовых  
и газоконденсатных месторождений.  
Бурение

## 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

добыча газа месторождения будет экономически целесообразной. Выполненные ранее расчеты [4] показывают, что использование газа месторождения для выработки электричества или производства метанола менее рентабельно по сравнению с производством синтетических топлив.

GTL – совокупность химических производств по превращению природного газа в высшие углеводороды, топлива и химические продукты. Разнообразие продукции делает эту технологию более гибкой для спроса на рынке нефтепродуктов. Более того, синтетическая продукция отличается высоким качеством по сравнению с традиционными нефтепродуктами и значительно экологичнее [5]. В ходе исследования был проанализирован рынок топлив и выбран оптимальный продукт для производства, проанализированы способы конверсии природного газа и выбран тип технологической установки. Для реализации проекта монетизации неостребованного газа месторождения Медвежье, выбрана компактная GTL установка, работа которой основана на паровой конверсии. Данная установка будет производить синтетическое дизельное топливо (СДТ) и нефть [6].

По приблизительным оценкам капитальные вложения при реализации проекта будут составлять 53,43 млрд. р. с НДС, в них входит стоимость оборудования и ее установки (с учетом транспорта), поиск и обучение кадров. Фактический среднегодовой дебит скважин составляет 98 тыс. м<sup>3</sup>/сут. [4]. Для производства 2,13 млрд. т. продукции ежегодно потребуются 5,64 млрд. м<sup>3</sup> газа. Однако для производства СДТ из всего добываемого газа потребуются весьма значительные капитальные вложения. Предполагаемый объем производства СДТ будет составлять 1,2 млн. т. в год, и будет увеличиваться на 20 % ежегодно за счет увеличения производственных мощностей. Трудно спрогнозировать условия экономики нефтегазовой отрасли, цены или спрос на дизельное топливо через 10–20 лет, и исходя из этого, указанные расчеты приблизительны. Всего за расчетный период (10 лет) эксплуатационные затраты составят 166,2 млрд. р., в них входят расходы на электроэнергию, катализаторы, обслуживание установки, кап. ремонт и т. д. Производимая продукция – СДТ (80 %) и нефть (15 %). Ожидаемая выручка составит приблизительно 307,52 млрд. р. при текущих ценах на ДТ и нефть [2]. При таких значениях чистый дисконтированный доход (NPV) от внедрения проекта будет равен 1,05 млрд., а индекс рентабельности 1,02.

Данные показатели свидетельствуют о том, что применение рассмотренной технологии эксплуатации месторождения Медвежье на завершающей стадии разработки является рентабельным, а сама технология – перспективной. СДТ является наиболее целесообразным вариантом производимой продукции. Благодаря возможности диверсифицировать продукцию минимизируются риски, процесс получения продукции по технологии GTL более экологичен по сравнению с традиционным способом производства топлив, получаемое СЖТ превосходит их по качеству.

## Литература

1. Брагинский О.Б. Утилизация попутного нефтяного газа – фактор рационального использования углеводородного сырья. – Москва 2014. – 8 с.
2. Бахтизина Н.В. Вовлечение в разработку неостребованных ресурсов российского газа с применением технологии GTL. – Москва, 2013. – 28 с.
3. Оздоева А.Х. Выбор технологий полезного использования попутного нефтяного газа на основе экономических оценок. – Москва, 2016. – 170 с.

# ОПТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГРАНИЧНЫХ КРИВЫХ СМЕСЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ В ОКРЕСТНОСТИ КРИТИЧЕСКОЙ ТОЧКИ

<sup>1</sup>Кузнецов Д.А., <sup>2</sup>Нечаев В.Ю.

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

<sup>2</sup>МФТИ (ГУ)

Научный руководитель – Киянченко Ю.Ф в.н.с. ИПНГ РАН канд. физ.-мат.наук

Email: den56rk@mail.ru

Целью работы является разработка и апробация методики оптического определения пограничной кривой и положения критической точки жидкость – пар околокритических многокомпонентных углеводородных смесей, моделирующих газоконденсатные месторождения переходного типа.

Работа является частью проводимого в ИПНГ РАН комплексного исследования фазового поведения смесей, включающего помимо оптических калориметрические и PVT-измерения. Разработана установка для изучения рэлеевского рассеяния света в углеводородных смесях при температурах от 10 до 120°C и давлениях до 50 МПа. Интенсивность светорассеяния измерялась под углом 90°. В качестве источника света использовался лазер с длиной волны 635 нм. Калибровка измерительной системы проводилась на критической изохоре двуокиси углерода.

Измерения проводились вдоль изохор при охлаждении из однофазной области. Положение пограничной кривой смеси определялось по изменению характера температурной зависимости интенсивности рассеянного света при переходе из однофазного в двухфазное состояние – по максимуму интенсивности светорассеяния на пограничной кривой.

Представлены результаты экспериментов изучения околокритического поведения бинарной смеси метан-пентан (50/50 весовых процента) и 5-ти компонентной углеводородной смеси метан-этан-пропан-пентан-гексан (37/12/17/16/19 весовых процента). Проведено сравнение критических параметров указанных смесей, полученных экспериментально с параметрами, полученными с помощью инженерных программ Hysys(Aspen), Refprop(NIST), PVTSIM(Calsep).

## Литература

1. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М., «Наука», 1995. – 523 с.
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М., «Недра», 1981. – 311 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М., «Грааль», 2002. – 575 с.
4. Беляков М.Ю., Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Муратов А.Р., Воронов В.П. Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей. ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – Москва, 2013. – 53 с.

## ПОЛУЧЕНИЕ ИНГИБИТОРА КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

*Набиев М.С., Мингазов Р.Р.*

*Казанский национальный исследовательский технологический университет*

*Научный руководитель – Мингазов Р.Р., к.т.н.*

*Email: aminkhon.260595@yandex.ru*

Кислотная обработка нефтяных скважин является одной из наиболее распространенных и эффективных методов интенсификации добычи нефти [1].

Использование соляной кислоты в призабойной зоне без эффективного ингибитора коррозии приводит к коррозионному разрушению трубопроводов и нефтепромыслового оборудования. Данная ситуация осложняется в фонде скважин с высокими пластовыми температурами, где скорость коррозии металла оборудования увеличивается в разы.

Данную проблему можно решить с помощью применения в составе кислотного раствора эффективных ингибиторов коррозии [2]. В связи с этим разработка эффективных ингибиторов кислотной коррозии является практически важной и научно-значимой задачей.

Целью настоящей работы является разработка ингибитора коррозии для солянокислотных составов, эффективного при высоких температурах (выше 95<sup>0</sup>С).

В ходе исследовательской работы были определены наиболее перспективные соединения для использования в составе ингибиторов солянокислотной коррозии. В качестве объекта исследования было выбрано «Масло ПОД» (продукт окисления и дегидрирования) – отход производства капролактама. Масло ПОД состоит из многокомпонентной смеси продуктов дегидрирования и окисления циклогексанола.

Согласно литературным данным, эффективность ингибирования коррозии масла ПОД можно повысить его аминированием в присутствии аммиака при температуре 130–140<sup>0</sup>С [3]. В настоящей работе предложен способ получения аминированного масла ПОД в результате его реакции с моноэтаноламином (МЭА) и гидроксидом аммония при температуре 70–80<sup>0</sup>С в течении 2 часов.

Полученные продукты реакции аминирования были подвержены испытаниям на ингибирование солянокислотной коррозии.

Испытания на направленные на определение ингибирующей эффективности осуществлялись на образцах НКТ (Сталь 35) при температуре 95<sup>0</sup>С в течении 12 часов. Рассчитывались скорость коррозии образца (г/(см<sup>2</sup>\*ч)) и степень защиты продукта от коррозии (%).

Установили, что степень защиты продукта реакции аминирования масла ПОД с МЭА выше на 20 %, чем степень защиты от коррозии с гидроксидом аммония.

Также было установлено, что скорость коррозии образца металла после реакции аминирования моноэтаноламином снижается в 8 раз. Степень защиты от коррозии повышается с 67 % до 96,1 % (при дозировке 10 л/м<sup>3</sup>).

Таким образом, установлено, что разработанный метод аминирования масла ПОД (с применением моноэтаноламина и при температуре 80<sup>0</sup>С) позволяет получить продукт с высокой степенью защиты металла от кислотной коррозии при высоких температурах.

Доступность исходного сырья, упрощение технологии аминирования масла ПОД и существенное снижение температуры реакции позволяют получать продукт с низкой себестоимостью (ниже себестоимости аналогов) с высокой эффективностью.



Настоящая научно-исследовательская работа направлена не только на создание эффективных продуктов для технологии увеличения нефтеотдачи пластов, но и на решение серьезной задачи эффективного применения крупнотоннажного отхода производства капролактама.

### Литература

1. Хисамов Р.С. Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин. – Казань, 2003. – 46 с.
2. Глущенко В.Н. Определение скорости коррозии металлических материалов в кислотных составах и эффективности защитного действия ингибиторов кислотной коррозии. – Москва, 2011 – 456 с.
3. Глухов П.А. Ингибирующая активность масла. Башкирский химический журнал. – Уфа, 2011. – Т. 18. – № 4. – 45 с.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА

*Домрачев М.Е., Губайдуллин Ф.А., Исаев П.В.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет*

*Научный руководитель – Ф.А. Губайдуллин, к.т.н.*

*Email: domrachevme@yandex.ru*

В работе представлены результаты ранее выполненных опытно-промышленных ремонтно-изоляционных работ (РИР) с применением композиции активной целлюлозной муки (АЦМ). Данная композиция представляет собой смесь целлюлозосодержащего полимера с алюмосиликатными компонентами.

При закачке указанной композиции в скважину в обводненной зоне пласта образуются органо-неорганические гидрогели, обладающие вязкоупругими свойствами. Образующиеся гидрогели селективно блокируют обводненные участки коллектора, за счет чего снижается обводненность добываемой пластовой жидкости [1–4].

Продуктивными отложениями месторождения, на котором проводились РИР, являются терригенные пласты  $B_0$ ,  $B_1$ ,  $B_2$  бобриковского и тульского горизонтов и карбонатный пласт  $C_{1t}$  турнейского яруса. Залежи нефтяные, пластово-сводовые и пластово-сводовые литологически экранированные.

Динамика добычи продукции в скважинах № 101, № 102 и № 103 показывает стабильный рост обводненности при падении добычи нефти. Приобщение пласта  $C_{1t}$  на глубине 1041–1043 метра (конец 2014 года) в скважине № 102 повлекло за собой к увеличению добычи жидкости на 200 м<sup>3</sup>/сутки за довольно короткий период (в среднем 1 год).

В ноябре 2016 года в скважине № 102 были проведены исследования по определению работающих интервалов и профиля притока/поглощения. Результаты исследования показали, что в скважине наблюдается внутриколонный переток в интервале 1043–1014 метров (299 м<sup>3</sup>/сутки). Вода в скважину поступала в интервале перфорации 1041–1043 метра и поглощалась в интервале перфорации 1014–1017 метров.

Одной из причин появления внутриколонного перетока в скважине стало приобщение нижележащего пласта  $C_{1t}$ , который, скорее всего, имел хорошую гидродинамическую связь с вышележащими пластами, т. е. с  $B_{1,2}$ . При длительной эксплуатации пластов  $B_{1,2}$  происходило своевременное подтягивание пластовых вод и образование водяного конуса. Таким образом, ранее продуктивный пласт  $C_{1t}$  обводнился, и после его освоения стал давать большие объемы воды.

В скважине № 101 и № 103 наблюдались похожие ситуации. После приобщения пласта  $C_{1t}$  со временем скважина № 101 стала также давать большие объемы воды: увеличение объемов добычи воды примерно на 100 м<sup>3</sup>/сутки за 2 года. В то же время в скважине № 103 увеличение объемов добычи воды произошло за счет приобщения пласта  $B_2$ . В среднем продукция за весь период работы пласта после его приобщения обводнилась почти в шесть раз. Так в скважинах № 101 и № 102 проведены работы по отключению пластов  $C_{1t}$  (скважина № 102 - начало 2017 года, скважина № 101 – середина 2015 года).

Во избежание дальнейшего подтягивания водяного конуса к пластам  $B_{1,2}$  в скважинах № 102 и № 101 и к пласту  $B_1$  в скважине № 103 проведены РИР с закачкой реагента АЦМ. В скважине № 102 работы по водоизоляции проводились в середине июля 2017 года. Данная скважина до проведения работ работала с суточным дебитом 170 м<sup>3</sup> жидкости, при

обводненности 99 %. После вывода на режим скважина № 102 стала давать 40 м<sup>3</sup> жидкости в сутки, при обводненности 90 %. Суточный прирост добычи в скважине составил 2,2 тонн/сутки нефти.

В скважине № 101 работы по водоизоляции проводились в конце сентября 2017 года. Скважина № 101 до проведения работ работала с суточным дебитом 300 м<sup>3</sup> жидкости, при обводненности 99,8 %. После проведения работ скважина № 101 стала работать с суточным дебитом 8 м<sup>3</sup>, при обводненности 58,7 %. Суточный прирост добычи в скважине № 101 составил 2,6 тонн/сутки нефти.

В скважине № 103 работы по водоизоляции проводились в конце октября 2017 года. Данная скважина до проведения работ работала с суточным дебитом 287 м<sup>3</sup> жидкости, при обводненности 98 %. После вывода на режим скважина № 103 стала давать 9,6 м<sup>3</sup> жидкости в сутки, при обводненности 72 %. Суточный прирост добычи в скважине составил 1,5 тонн/сутки нефти.

Применение композиции активной целлюлозной муки при проведении РИР на указанных объектах позволило снизить добычу по жидкости в 4,3–39,7 раз (в среднем в 13 раз), уменьшить обводненность на 9–41,1 % (в среднем на 25,9 %) и увеличить добычу нефти в среднем на 1,14 тонн/сутки. Полученные данные свидетельствуют о высоком потенциале дальнейшего применения реагента для РИР на эксплуатационных объектах бобриковского горизонта.

## Литература

1. Губайдуллин Ф.А. Анализ ремонтно-изоляционных работ с использованием активной целлюлозной муки на продуктивных отложениях месторождений восточного борта Мелекесской впадины / Нефтепромысловое дело. – Москва, 2017. – № 12. – 123 с.

2. Марсов А.А. Фильтрационные испытания порошковой композиции АЦМ для изоляции водопритоков в добывающих скважинах и блокады обводненных пластов в нагнетательных скважинах. – Москва, 2011. – 42 с.

3. Патент RU № 2575488, Бюл.№ 35 от 20.12.2014. Целлюлозная мука для изоляции водоносных или обводненных пластов с целью повышения нефтеотдачи и способ ее получения.

# ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ЦЕМЕНТОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Оздоев З.И., Исмагилова Э.Р.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

*Научный руководитель – Агзамов Ф.А. д-р техн. наук, проф.*

*Email: ozdоеv.zema@mail.ru*

На протяжении всего периода эксплуатации скважина подвергается воздействию различных технологических нагрузок (перфорация, гидравлический разрыв пласта, коррозионно-активная внешняя среда, спуско-подъемные операции). Наиболее уязвимым звеном является цементное кольцо, разрушение которого приводит к образованию каналов перетока, из-за чего происходит резкое обводнение скважины, сопровождающееся снижением дебита нефти практически до нуля [1].

Одним из перспективных направлений решения указанной проблемы является применение «самозалечивающихся» цементов. Обоснована рецептура цементов, проявляющих автономное залечивание вводимыми в цементный раствор модифицирующими добавками (далее МД), которые активируются и приобретают способность к перекрытию трещины после взаимодействия с посторонней водой. Ядро МД представляет собой водонабухающий полимер, покрытый водорастворимой оболочкой [2].

Оценка кинетики набухания показала, что добавки начали набухать через двое суток при одновременном растворении в щелочной воде оболочки. Набухание продолжалось в течение 9 суток при максимальном увеличении объема до 3000 %. Это указывает на способность интегрированной модифицирующей добавки увеличивать объем контролируемого, таким образом, заполняя пустоты и трещины.

Отрицательного влияния интегрируемой добавки на реологические свойства цементного раствора не происходит. Добавка также не оказывает влияния на раствор в период загустевания, схватывания и набора прочности формирующегося цементного камня.

Данная разработка является экологически чистой находкой, альтернативной традиционной технологии цементирования нефтегазовых скважин добавочными и бездобавочными цементами. Находясь в поровом пространстве цементного камня, водонабухающая добавка, обернутая прочной водорастворимой оболочкой, жестко закреплена в нем и не вымывается водой. При образовании системы трещин и поступлении пластовой воды добавка набухает, заполняя весь объем полости, при этом не позволяет воде фильтроваться через цементный камень.

## Литература

1. Бедрин В.Г., Стрижнев В.А., Никишов В.И. Первые результаты работы Системы новых технологий в области ремонтно-изоляционных работ. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Сургут, 2011. – 42 с.
2. Исмагилова Э.Р. Магистерская диссертация «Восстановление целостности цементного кольца с помощью модифицирующих добавок». – Университет Сэлфорд, Манчестер, 2015 – 85 с.

## УСТРОЙСТВО ПО ОТБОРУ ПРОБ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Хамидуллин Д.Ф., Максумов З.А.

*Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет*

*Научный руководитель – Денисламов И.З., доцент.*

*Email: denkmdl@gmail.com*

Обводненность скважинной продукции на нефтяных месторождениях или содержание нефти и воды в добываемой скважинной жидкости является важнейшим информационным параметром в нефтедобывающих предприятиях.

Существует несколько методик и технологий по определению обводненности скважинной нефти, основным из которых является отбор устьевых проб скважинной жидкости объемом 0,4–1,5 литра и определение в лабораторных условиях в такой пробе доли нефти и воды. При гравитационном разделении скважиной продукции перед пробоотборной точкой на прослой с различным содержанием нефти и воды существует вероятность несоответствия отобранной пробы составу скважинной продукции, транспортируемой по выкидной линии (ВЛ) устья скважины.

Известны два решения обозначенной проблемы. Можно добиться гомогенности скважинной продукции в ВЛ перед штатным устьевым пробоотборником согласно требованию пункта 2.13.1.4 в [1].

Второе направление – это определение обводненности добываемой нефти путем отбора объемной пробы скважинной продукции – когда вся скважинная продукция направляется в емкость объемом 1–6 м<sup>3</sup>. Сразу после отбора объемной пробы и ее полной дегазации в течение нескольких минут отбирают представительную пробу для изучения в лабораторных условиях путем спуска сквозь всю толщу жидкости в емкости цилиндрической отсекающей трубки. В днище емкости имеется гнездо-отверстие с закрытым вентиляем (задвижкой), к которому и закрепляется трубка с вырезанной пробой из общего состава емкости. Данная технология описана в статье [2]. По данному способу нет необходимости выжидать несколько часов для достижения расслоения отобранной жидкости на нефть и воду. В статье нет технического описания узла соединения цилиндрической трубки с отверстием в днище емкости. Без решения этого вопроса будет невозможным герметизация внутреннего пространства трубки от внешней среды.

В книге [3] на стр. 104 описан способ отсечения жидкости из мерника скважины, основанный на том, что трубка входит в сырую глину, и тем самым обеспечивается герметизация пробы от окружающей жидкости. Способ трудоемок, требует наличия глины и не исключает разгерметизации соединения.

Технической задачей при разработке изобретения стала необходимость создания узла соединения отсекающей трубки с отверстием в днище емкости объемной пробы продукции нефтяной скважины. К такому устройству предъявляются следующие требования:

- наличие узла не должно влиять на компонентный состав жидкости в емкости при его отборе и кратковременном хранении;
- соединение отсекающей трубки с днищем должно быть выполнено с внешней стороны трубки, простым и легким в исполнении;
- должна обеспечиваться герметичность соединения.

В отсекающей трубке будет находиться жидкостной состав, аналогичный отобранной в емкость скважинной жидкости, поэтому такая отсеченная проба будет объективно характеризовать обводненность продукции скважины.

Разработанное устройство по отбору проб дает возможность нефтяникам отбирать объемную пробу скважинной продукции и оценивать ее состав за короткий период времени, не дожидаясь гравитационного разделения на нефть и воду. В отличие от прототипа, предложено техническое решение по герметизации жидкости в отсекающей трубке от окружающей среды, одновременно повышена представительность отсеченной в трубке пробы жидкости и увеличен срок эксплуатации устройства.

### **Литература**

1. ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», Издательство стандартов, 2001. – 25 с.
2. Чудин В.И. «Об отборе образцовой пробы из потока продукции скважины» / Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – Москва, 2003. – № 12 – 16 с.
3. Васильевский В.Н., Петров А.И. «Оператор по исследованию скважин». Учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.

## ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Ярмухаметов И.Н.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт*

*Научный руководитель – Хаярова Д.Р., к.т.н.*

*Email: yarmuchametov.i@yandex.ru*

Работа посвящена проблеме несоответствия качества закачиваемой воды свойствам продуктивных коллекторов на одном из объектов Ромашкинского месторождения. Представлены результаты лабораторных исследований качественного и количественного состава закачиваемых вод.

Система поддержания пластового давления (ППД) является одним из основных функциональных элементов в процессе нефтедобычи и позволяет поддерживать высокие технологические показатели разработки месторождений. В системе ППД одним из важных является вопрос обеспечения качества закачиваемой воды. В результате закачки воды низкого качества запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах не вырабатываются в достаточной степени, снижается приемистость скважин.

Актуальность работы определяется тем, что структура запасов длительно разрабатываемых месторождений в процессе разработки ухудшается, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов.

Ранее проведенными исследованиями было установлено [1], что существующая система заводнения не обеспечивает достаточную выработку малопродуктивных коллекторов, выработка которых совместно с высокопродуктивными пластами неэффективна.

Основным показателем качества закачиваемых вод, влияющим на снижение приемистости нагнетательных скважин, является концентрация нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ) [2].

Одной из возможных причин низкого качества подготовки воды может являться текущее состояние инфраструктуры, в частности, превышение фактической добычи жидкости над проектной мощностью технологических объектов. Вторая причина – использование химических реагентов, которые провоцируют формирование устойчивой эмульсии типа «нефть в воде» [3].

Для закачки в нагнетательные скважины системы ППД на рассмотренном объекте используются пресные воды поверхностных источников, сточные нефтепромысловые воды и пластовые воды. Качество подготовки пресных вод соответствует требованиям, поэтому в данной работе проведена оценка качества сточных вод.

Согласно требованиям к пластовым и сточным водам [4], предельно допустимое содержание ТВЧ в закачиваемой воде составляет 80 мг/дм<sup>3</sup>, нефти – 150 мг/дм<sup>3</sup>. Допустимое средневзвешенное за месяц содержание ТВЧ – 50 мг/дм<sup>3</sup>, нефти – 60 мг/дм<sup>3</sup>.

Анализ показал, что наибольшее содержание нефтепродуктов (среднее за год) отмечено в сточных водах КНС № 6 (111,6 мг/дм<sup>3</sup>) и КНС № 7 (109,3 мг/дм<sup>3</sup>). В водах, поступающих на КНС № 2 и КНС № 9 концентрация ТВЧ наибольшая: 36,0 и 21,5 мг/дм<sup>3</sup> соответственно.

Отмечено, что из девяти КНС анализируемого объекта на четырех наблюдается снижение среднего значения приемистости скважин во втором полугодии 2014 года. Среднее снижение приемистости составило 47,53 м<sup>3</sup>/сут, среднее увеличение 2,32 м<sup>3</sup>/сут.

Приемистость скважин может снижаться независимо от содержания нефти и ТВЧ в закачиваемой воде. Этот факт объясняется тем, что данные скважины вскрыли пласты различной проницаемости, поэтому при оценке качества воды необходимо принимать во внимание коллекторские свойства продуктивных пластов.

Для изучения распределения частиц по размеру в закачиваемой воде КНС № 6 и КНС № 7 автором работы были проведены лабораторные исследования проб воды на фотометрическом анализаторе ГРАН-152.1 и на микроскопе Leica DM750. Через ГРАН-152.1 прогоняли неочищенную пробу сточной воды без смешивания с толуолом. Пробу исследовали 3 раза по 50 мл за одно исследование.

В сточной воде КНС № 7 преобладают частицы размером 10–25 мкм (около 95 000 ед.), в то время как в воде КНС № 6 больше всего частиц размером 5–10 мкм (около 133 000 ед.). Также в воде КНС № 7 больше частиц размером 25–50 мкм, чем в воде КНС № 6 (примерно в 2 раза). Полученный результат позволяет судить о худшем качестве воды на КНС № 7.

С целью оценки характера загрязнения закачиваемой воды проводились также микроскопические исследования. В закачиваемой воде КНС № 7 отмечается значительное количество примесей в виде капелек мелкодисперсной нефти, в отличие от проб воды КНС № 6. Таким образом, результаты исследований свидетельствуют о необходимости повышения качества подготовки закачиваемых вод.

Таким образом, на примере одного из объектов Ромашкинского месторождения проведена оценка состава закачиваемых вод и установлено влияние качества их подготовки на приемистость скважин. Отмечено, что степень подготовки вод, подлежащих закачке, определяется, в основном, коллекторскими свойствами пластов.

## Литература

1. Тронов, В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД.– Казань: «Фэн», 2001. – 560 с.
2. Лекомцев, А.В. Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз. – Москва, 2016. – № 7 (53). – 88 с.
3. Черная, О. Чистота заводнения. Сибирская нефть. – Москва, 2015. – 34 с.
4. Захарова, Е.Ф. Методические указания по проведению практических занятий по дисциплине «Технологии ППД в добыче нефти» для студентов специальности 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» всех форм обучения. – Альметьевск, 2010. – 116 с.



# АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ВЕРХНИХ ИНТЕРВАЛОВ С ВОЗМОЖНЫМ ПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИДОННОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

*Сыркин Д.А.*

*Санкт-Петербургский горный университет  
Научный руководитель – Николай Иванович Николаев, профессор, д.т.н  
Email: dmsyrkin@yandex.ru*

В настоящее время в Российской Федерации количество скважин, пробуренных на море неуклонно растет, в связи с этим проблема «придонного газа» становится острее. В настоящее время исследованием этой проблемы занимается ограниченный круг лиц; исследования сводятся к изучению решения данной проблем зарубежными компаниями.

При бурении под направление используется незамкнутая система циркуляции бурового раствора, поэтому возможности контролировать проявление придонного газа нет. В связи с этим возникает опасность потери целостности ствола скважины, размыва грунта под опорами СПБУ, а так же загрязнением атмосферы и гидросферы.

При бурении верхних интервалов с возможным залеганием придонного газа технология бурения должна обеспечить безопасность ведения работ, а так же снизить риски потерь оборудования и времени, потери которых могут дать нежелательные экономические затраты.

В данном исследовании будет рассмотрена природа возникновения придонного газа, составлена план-программа по изучению потенциальных площадок для бурения, а так же рассмотрены технологии, применяемые в настоящее время и предложены их модификации для улучшения применения данных технологий при бурении на российском шельфе с различных типов буровых установок.

Придонный газ представляет собой скопление газа, встречающегося при бурении в интервалах до установки обсадной колонны, а так же при бурении на глубинах, где сдерживание давления обсадной колонной не предусмотрено (отсутствует ПВО). Возникновение карманов с водой и газом вызвано быстрым осадением песках в районах дельт рек, залеганием непроницаемых сланцев. Данный карманы, как правило, возникают на небольших глубинах. Непроницаемы сланцы спасают газ и воду от быстро осаждающихся песков. Песчаные осадения растут в толщину, создавая придонные зоны высокого давления.

Для проведения успешных и безопасных буровых работ в кратчайшие сроки до начала производства работ необходимо провести основные исследования: изучения проектов соседних скважин, выбрать координаты точки бурения, исследовать поверхность морского дна, провести 2D и 3D сейсмику в необходимых масштабах и др.

На данный момент в мировой практике применяются следующие технологии предупреждения/ликвидации проявлений придонного газа:

- Ликвидация с помощью дивертор;
- Сохранение первичного контроля;
- Метод динамического глушения скважины;
- Бурение пилотного ствола со вспомогательного/основного судна.

Каждая из предложенных технологий имеет свои достоинства и недостатки. Буровые работы считаются успешными, если жизни и здоровью экипажа ничего не угрожало, оборудование работало четко и безотказно, соблюдены все этапы строительства скважины,

работы проведены в предусмотренный проектом временной срок, расход по материалам не превысил проект.

Предлагаемая модификация технологии проведения буровых работ предлагает следующие основные параметры и операции:

- На этапе разработки проекта учесть и проработать все нюансы;
- Бурение пилотного ствола малого диаметра с основного судна до глубины на 50 м ниже глубины установки башмака кондуктора;
- При проявлении эвакуировать неосновной персонал, закрыть дивертор и производить вымыв флюида утяжеленным буровым раствором;
- При первичных признаках отказа оборудования (перегрев, повышенная вибрация и др.) произвести срез бурового снаряда, эвакуировать оставшийся персонал и при возможности (если это не СПБУ) начать буксировку буровой платформы/судна с точки бурения.

При использовании данной технологии риски являются наиболее минимальными при нынешнем уровне развитии техники и технологий бурения.

### **Литература**

1. OGP. Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys Report No. 373-18-1 April 2011.
2. Skalle P. Pressure Control During Oil Well Drilling. P. Skalle & Ventus Publishing ApS, 2011. – 118 pp.
3. Solheim A. et al. Ormen Lange: An Integrated Study for Safe Field Development in the Storegga Submarine Slide Area. A. Solheim, P. Bryn, K. Berg, H.P. Sejrup, J. Mienert. – Elsevier Ltd., 2005. 318 p.

# 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.

# РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ В СРЕДЕ С ЭФФЕКТОМ ПАМЯТИ. ДИФФУЗИЯ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

*Кадырова А.Д.<sup>1,2</sup>, Хлюпин А.Н.<sup>1,2</sup>*

*1 – Московский физико-технический институт (государственный университет)*

*2 – Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым*

*Научный руководитель – Роцектаев А.П к.ф.-м.н.*

*E-mail: alena\_kadyrova@mail.ru*

Эффективное управление разработкой позволяет увеличить отдачу от эксплуатации залежи за счет выбора режимов работы оборудования без дополнительных затрат на изменение системы разработки или бурение новых скважин. В общем случае задача оптимального управления подразумевает максимизацию технико-экономического критерия на основе гидродинамической модели месторождения при заданных ограничениях промысловой инфраструктуры. Данная задача всегда имела важное практическое значение, в последнее время она является особенно актуальной в связи с введением в разработку нетрадиционных месторождений углеводородов.

При описании движения газа в нетрадиционных коллекторах становятся значительными некоторые физические процессы, которыми можно пренебречь при описании потока в традиционных породах. В данном случае в модели должно быть отражено влияние диффузии в керогене, десорбции, нелинейной фильтрации, эффекта Кликенберга, кнудсеновской диффузии [1]. В настоящий момент объектом исследования научной работы является процесс диффузии газа из твердой фазы нетрадиционных коллекторов. Хотя скорость протекания данного процесса низкая, вклад диффузионного потока в суммарный дебит газа может быть значительным [2]. Диффузия газа, растворенного в твердой фазе, может оказывать существенное влияние на оценку запасов и на оценку эффективности разработки.

Исследования показывают, что структура нетрадиционных коллекторов отличается большой неоднородностью (наличием трещин, пор, отличающихся по масштабу на несколько порядков, в том числе нанопор, содержанием большого количества керогена) [3]. Характерным эффектом для таких сред с большим контрастом свойств подобластей является явление памяти. Различная скорость протекания процессов в трещинах и в пористых блоках приводит к тому, что уравнение для трещин должно содержать член, описывающий массовый обмен с блоками с помощью интегрального оператора.

В качестве модели с эффектом памяти в работе рассмотрена модель фильтрации газа с учетом диффузии [4]. Пласт представлен в виде протяженного слоя блоков, разделенных системой открытых трещин и пор. Система уравнений включает в себя дифференциальное уравнение в частных производных для фильтрации в трещинах и интегральное уравнение, описывающее диффузию в блоках (1):

Проведен сравнительный анализ модели (1) и классической модели двойной пористости [5], не обладающей эффектом памяти. Численная реализация показала, что эффект памяти отражается на распределении полей давления: история процессов оказывает влияние на дальнейшее развитие системы. В связи с этим представляет интерес проблема оптимального управления разработкой в среде, обладающей эффектом памяти.

В работе рассматривается задача максимизации накопленной дисконтируемой добычи газа за рассматриваемый период, в качестве управляющего параметра принимается забойное давление на скважине. Решение основано на применении adjoint-моделей нахождения гради-

ента [6]. Особенностью постановки является в использование модели, обладающей эффектом памяти (1), в качестве системы уравнений прямой задачи.

### Литература

1. Javadpour F. Contribution of methane molecular diffusion in kerogen to gas-in-place and production // SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2013.

2. Алексеев А.Д. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта / Журнал технической физики. – 2007. – Т. 77. – № 4. – С. 65–74.

3. Баренблатт Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах . – Москва, 1960. – Т. 24. – № 5. – 864 с.

4. Sarma P. Implementation of adjoint solution for optimal control of smart wells / P. Sarma, K. Aziz, L.J. Durlofsky // SPE reservoir simulation symposium. – Society of Petroleum Engineers, 2005.

# РАДИАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

*Павельева О.Н.*

*Тюменский индустриальный университет  
Научный руководитель – Насырова А.И, ассистент кафедры РЭНГМ  
Email: devushkaolga9494@mail.ru*

На сегодняшний день доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в России составляет около 66 % и с каждым годом постепенно увеличивается за счет преимущественной отработки легкоизвлекаемых запасов. Для решения активизации выработки ТРИЗ и для увеличения рентабельности эксплуатации скважин необходима доразведка обрабатываемых объектов и внедрение современных технологий добычи, которые позволяют существенно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) [1].

Одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти является технология радиального вскрытия продуктивного пласта. Метод радиального бурения при вторичном вскрытии скважин позволяет создавать радиальные каналы большой протяженности для увеличения площади фильтрации и организации сбора пластового флюида из низкопроницаемых коллекторов.

Технология создания радиальных, по отношению к стволу скважины, глубокопроницающих каналов фильтрации позволяет многократно увеличить площадь фильтрации флюидов к стволу скважины [2]. В ходе внедрения технологии в промышленную практику была подтверждена возможность:

- создания на нескольких уровнях системы глубокопроницающих каналов фильтрации для глубин скважин до 4000 м;
- создания сети из 16–20 глубокопроницающих каналов фильтрации;
- гидромониторного размыва каналов до 100 м и получения эффекта в виде прироста дебита нефти в 2–5 раз как в терригенном, так и в карбонатном коллекторе;
- выполнения работ в скважинах при зенитном угле в интервале продуктивного пласта до 90° с интенсивностью изменения угла скважины до 2,5°/10 м.

## Литература

1. Радиальное бурение // Перфобур. – 2017. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://perfobur.com/radialnoe-burenie/>
2. Распопов А.В., Кондратьев С.А., Новокрещенных Д.В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – № 3, 2012. – 79 с.

# АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ГОРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Назипова А.А.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Научный руководитель – Вафин Р.Ф., старший преподаватель  
Email: varus13@mail.ru*

При разработке месторождений в условиях высокой выработанности запасов, а также мелких месторождений с низкими потенциалами добычи снижение производственных затрат является первостепенной задачей. За последние годы при добыче нефти наиболее капиталоемким направлением со стремительной динамикой роста стоимости является строительство добывающих скважин. Одним из методов сокращения затрат является переход на бурение скважин малого диаметра.

Целью моей работы является оценка рентабельности бурения скважин малого диаметра по сравнению со скважинами «традиционного» диаметра на залежи нефти бобриковского горизонта Горного месторождения.

Эксплуатация нефтяной залежи осуществляется с 1989 г. и находится на III стадии разработки, причем добыча нефти ведется на естественном упруговодонапорном режиме. На сегодняшний день из залежи отобрано порядка 37 % НИЗ при текущем КИН равном 0,149, обводненность добываемой продукции составляет 90,6 %.

Для сокращения затрат при разработке (сокращение затрат на бурение скважин) залежи пластов Сбр3+2 недропользователь осуществляет бурение скважин малого диаметра. К скважинам малого диаметра разработчиком залежи отнесены те, которые пробурены долотами диаметром 155,6 мм и менее. Эти скважины имеют следующую конструкцию: направление диаметром 245 мм (глубина спуска 30–50 м); кондуктор диаметром 168 или 178 мм (глубина спуска от 280 до 400 м); эксплуатационная колонна диаметром 114 мм.

Для анализа эффективности бурения скважин малого диаметра были выбраны 7 скважин, работающих на нефтяную залежь бобриковского горизонта и скважины с «традиционным» диаметром, наиболее близко расположенные к исследуемым. Для определения технологической эффективности анализировались основные показатели производительности скважин: среднесуточный дебит, обводненность, накопленная добыча нефти, а также экономические затраты на бурение и эксплуатацию скважин.

По результатам анализа, в целом, бурение скважин малого диаметра оказалось эффективным: из 7 скважин по 5 получена положительная эффективность прежде всего по дебитам скважин. Накопленная добыча нефти скважин малого диаметра в сумме составляет 28808 т, тогда как скважин «традиционного диаметра» – 16936,9 т.

Несомненными преимуществами бурения скважин малого диаметра являются:

- ✓ снижение металлоемкости конструкции скважины на 23 %;
- ✓ снижение количества используемого цемента на 50 %;
- ✓ снижение объемов выбуренной породы и ее утилизации на 53 %;
- ✓ мобильность установок, применяемых при КРС, по сравнению с буровыми установками;
- ✓ снижение затрат на обустройство площадок и электроэнергию. Недостатками же бурения таких скважин можно считать:

- ✓ нехватка обсадных бурильных труб и долот малого диаметра
- ✓ низкая механическая скорость бурения

В результате затраты на бурение этих скважин сокращаются в среднем на 30–40 % стоимости бурения скважин традиционного диаметра.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что скважины малого диаметра делают выработку запасов нефти, которые считались нерентабельными при разработке их скважинами с базовым диаметром рентабельными в условиях рынка, так как дебиты скважин малого диаметра практически не уступают дебитам скважин «традиционного» диаметра, обводнение таких скважин происходит медленнее, и рыночная стоимость данных скважин меньше.

Таким образом, за счет мобильности буровой установки и снижения стоимости бурения экономически целесообразны бурение одиночных добывающих скважин для дооконтуривания геологических элементов, разбуривание участков с целью уплотнения сетки скважин, а также при разработке месторождений в условиях высокой выработанности запасов и мелких месторождений с низкими потенциалами добычи. Это позволяет более рационально использовать запасы углеводородного сырья и таким образом компенсировать потери, связанные с несовершенством технологий при разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

### **Литература**

1. Бакирова Г.Х. Дополнение к технологической схеме разработки Биклянского нефтяного месторождения. – ТатНИПИнефть, 2007. – 34 с.
2. Косилов А.Ф. Исследование и разработка комплекса технологических решений повышения качества заканчивания скважин малого диаметра: дис. ... канд-та технич. наук: 25.00.2015. – Краснодар, 2003 – 180 с.
3. Тахаутдинов Ш.Ф., Евдокимов А.М. «Скважины малого диаметра: опыт бурения и эксплуатации, перспективы развития» – Нефтяное хозяйство 07'2009 – 25 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность республики Татарстан. Казань, Издательство «ФЭН» Академии наук РТ. – Казань, 2007 г. – 329 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-

ного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, а также определение группового состава исходной нефти и продуктов опытов жидкостно-адсорбционной хроматографией на оксиде алюминия по методу SARA.

По результатам SARA-анализа установлено, что процесс каталитического аквагермолиза при температуре 200°C обеспечивает снижение доли смолисто-асфальтеновых веществ при увеличении содержания ароматических углеводородов в результате деструкции связей С–С в молекулах асфальтенов, разуплотнения и гидрирования ароматических колец. При температуре 150°C эффект от присутствия катализатора незначителен.

Изменения вязкостно-температурных характеристик коррелируют с данными по SARA-анализу при повышенной температуре. В результате обеспечения катализатором процесса деструктивного гидрирования происходит снижения вязкости на 25 %, что в данных субкритических условиях (200°C) является достаточно высоким показателем преобразования исходной нефти.

Таким образом, применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, в сочетании с донором водорода позволяет достигнуть уменьшения содержания асфальто-смолистых соединений. В свою очередь, это обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

### Литература

1. Muraza, O., Galadima A., 2015. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development. Fuel 157, 219–231.
2. Maity, S.K., Ancheyta, J., Marroquin, G., 2010. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils. Energy & Fuels 24, 2809–2816.
3. Ivanova, A.G., Vakhin, A. V., Voronina, E.V., Pyataev, A.V., Nurgaliev, D.K., Sitnov, S.A., 2017. Mössbauer study of products of the thermocatalytic exposure to kerogen-containing rocks // Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Physics. – V. 81(7). – Pp. 904-908.
4. Sitnov, S.A., Petrovnina, M.S., Feoktistov, D.A., Isakov, D.R., Nourgaliev, D.K., Amerkhanov, M.I., 2016. Intensification of thermal steam methods of production of heavy oil using a catalyst based on cobalt. Neft. Khoz. – Oil Industry 11. – Pp. 106–108.
5. Sitnov, S.A., Feoktistov, D.A., Petrovnina, M.S., Isakov, D.R., Darishchev, V.I., Akhmadeishin, I.A. Structural changes of heavy oil in the composition of the sandstone in a catalytic and non-catalytic aquathermolysis // International Journal of Pharmacy and Technology. – Volume 8, Issue 3, 2016, Pages 15074–15080.

## АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ 8 ЗАЛЕЖИ

*Фаизова Г.Р.*

*Научный руководитель – инженер НОЦ «Моделирование ТРИЗ» Гарифуллина В.И.  
E-mail: gulnara.faizova1294@mail.ru*

Большинство разрабатываемых месторождений нефти находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются значительной выработкой запасов и высокой обводненностью скважин. В этих условиях актуальность приобретают геолого-технические мероприятия, направленные на выявление зон с остаточными запасами нефти и извлечение этой нефти на поверхность.

Цель работы – анализ состояния разработки бобриковского горизонта и подбор геолого-технических мероприятий для выработки всех подвижных запасов к 2030 г. Для решения поставленной цели были сформулированы следующие задачи: 1. Анализ геолого-промыслового состояния разработки 8 залежи и оценка эффективности применяемых геолого-технических мероприятий. 2. Определение принципа подбора скважин для ГТМ. 3. Подбор ГТМ и расчет ожидаемых показателей (дебиты нефти и жидкости, накопленная добыча) в программе tNavigator; Научная новизна и значимость работы заключается в регулировании разработки залежи месторождения, а также в разработке методики оценки эффективности и оптимального планирования геолого-технических мероприятий.

Основным эксплуатационным объектом на залежи являются продуктивные отложения терригенной толщи нижнего карбона. На залежи выделено семь блоков самостоятельной разработки. Блоки различаются между собой по геологическому строению, размерам, по продуктивности и объемам запасов. Наиболее выработаны на залежи 1, 2, 3 блоки, наименее – 5, 6, 7.

Для построения и грамотной адаптации гидродинамической модели было проанализировано 496 скважины, участвовавших в добыче нефти и 205 единиц, находящихся под нагнетанием. Построены и проанализированы графики разработки залежи, выделено пять стадий разработки участка. Выполнен детальный анализ причин обводненности скважин, а именно влияние закачиваемой воды, прорывы пластовой воды, продвижение ВНК в процессе эксплуатации. Изучена существующая система поддержания пластового давления, рассмотрены все скважины с целью определения оптимальных объемов закачки и не превышения давления нагнетания.

Обобщая полученные результаты о степени и характере выработки запасов можно говорить о достаточной эффективности запроектированной разработки, способной сформировать предпосылки к достижению утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.

Для выявления наиболее успешных мероприятий был проведен анализ эффективности проведенных ГТМ: было рассмотрено 1004 геолого-технического мероприятия. Сложившаяся на объекте ситуация позволяет выделить основные направления совершенствования его разработки. В первую очередь это мероприятия, направленные на решение проблемы неравномерной выработки запасов объекта.

Одним из перспективных и актуальных методов интенсификации добычи нефти залежи, характеризующейся сложным геологическим строением, является бурение новых скважин, боковых наклонно-направленных стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробуренных скважинах, а также переводы с нижележащих горизонтов на бобриковские отложения (в т. ч. с установками одно временно-раздельной эксплуатации.). В неоднородных коллекторах при разработке с заводнением остается немало невырабо-

танных пропластков, «целиков» и других зон, заблокированных по разным причинам, для увеличения охвата таких зон рекомендуется проводить закачку полимерных композиций через нагнетательные скважины.

Так как в ближайшее время планируется пробурить 175 новых скважин, бурение 160 боковых стволов и боковых горизонтальных стволов, 160 операций возврата и одновременно – раздельной эксплуатации пластов-коллекторов для выработки всех запасов к 2030 году.

По итогу получены расчеты ожидаемых дебитов нефти по 495 скважинам, рассчитанные по методике определения дебитов и с использованием симулятора tNavigator, построены карты, позволяющие выявить наиболее перспективные районы для дальнейшей добычи и организации ППД.

### **Литература**

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.: 798 с. ил.

**Секция**  
Геофизика  
и геоинформационные технологии

**ПРОГНОЗ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРА  
НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ГИС И КЕРНА:  
ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА  
НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАННОНСКОГО БАССЕЙНА**

*Аврамович А.*

*Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина  
Научный руководитель – Ежов К.А.,  
эксперт-петрофизик, ООО НТЦ НИС-Нафтагас, Сербия  
Email: avramovic.a95@gmail.com*

В данном исследовании применен интегрированный подход к прогнозу нефтенасыщенности терригенного коллектора одного из месторождения Паннонского бассейна (Сербия), далее – месторождение «Х». Сюда относится определение возможно существующих функциональных зависимостей петрофизических свойств пород-коллекторов и физико-химических свойств пластовых флюидов на основе лабораторных исследований образцов керна, пластовых флюидов и данных геофизических исследований скважин.

Месторождение «Х» расположено на юго-востоке Паннонского бассейна и приурочено к антиклинальной структуре палеорельефа бассейна и вышележащим отложениям [1]. Включает в себя 29 нефтяных, газонефтяных и газовых залежей палеозойского, неогенного и четвертичного возраста, расположенных в нескольких структурных блоках, из-за выраженной дизъюнктивной тектоники (a,b,c,d,e ...) [1]. Для применения интегрированного подхода, представленного в этом исследовании, были отобраны 5 нефтяных и газонефтяных залежей: нефтяная залежь А-а и газонефтяные залежи В-а, С-а, D-а и Е-а нижнепонтийского яруса. Породы-коллекторы представлены обломочными породами – песчаниками различного гранулометрического состава и алевролитами с мергелевыми и глинистыми включениями. Породы флюидоупоры представлены глинами либо мергелевыми отложениями [1].

Исследование включило в себя сбор, обработку и интерпретацию данных ГИС, данных стандартных и специальных исследований керна, а также результатов физико-химического анализа пластовых флюидов. Были применены стандартные и специальные петрофизические методы – детерминистические и статистические. Входные данные включали в себя:

1. Стандартный комплекс ГИС по четырем скважинам (M01, M02, M03 и M04), являющихся репрезентативной выборкой для исследуемых залежей. Сюда относятся каверномер, ГК, ГГК-п, НК, АК, ИК, ПС и микрозонды (МКЗ).

2. Результаты стандартных исследований керна по 5949 образцам (пористость, абсолютная проницаемость, литологическое описание, доля связанной воды, плотность породы, минеральная плотность, гранулометрический состав, минеральный состав, содержание карбонатов). 3. Результаты специальных исследований керна на 224 образцах (капиллярные свойства методом центрифугирования). 4. Результаты физико-химического анализа пластовых флюидов (удельный вес нефти и воды, вязкость нефти и воды, объемный фактор нефти и т. д.).

Была проведена увязка кривых ГИС по глубине и по различным интервалам с другими исходными данными. Основные кривые ГИС (ГК, ГГК-п, НК, АК) были нормированы стандартным методом [2]. На основе кривой ПС была рассчитана кривая альфа-ПС. Детерминистическим методом [2], с использованием ГК, ПС, МКЗ, ИК, ГГК-п и НК, были выделены интервалы коллекторов и определена их эффективная мощность. Интерпретация

комплекса ГИС включала в себя определение объемной глинистости, эффективной пористости, водонасыщенности и проницаемости пород [3]. В интерпретации применялись стандартные расчетные алгоритмы, адаптированные под специфические особенности месторождения «Х». На основе результатов специальных исследований керна была построена капиллярная модель и модель относительных фазовых проницаемостей по нефти и по воде. Для построения капиллярной модели использовался подход Saturation- Height Modelling (SHM) [4] с использованием функции Брукса-Кори [5]. Построенная капиллярная модель была применена к каротажным данным по методике [6] для получения профиля водонасыщенности, а также сравнена со стандартной моделью водонасыщенности по модели Дахнова-Арчи.

Эффективная мощность коллектора в данном разрезе, полученная на основе интерпретации комплекса ГИС, оказалась меньше предполагаемой, из-за присутствия слоистой неоднородности (непроницаемых глинистых пропластков) на большинстве из исследуемых залежей (в среднем 10–13 м по залежи). Сопоставление данных ГИС-керна показало присутствие двух литотипов коллектора: песчаников и алевролитов. Также было отмечено присутствие плотных пород, отнесенных к неколлекторам. Средняя пористость коллектора колеблется от 18 до 24 %, в зависимости от однородности литологического состава. Среднее объемное содержание глин в коллекторе 10–20 %. Распределение абсолютной проницаемости по коллектору неоднозначно (от 28–100 мД), и в первом приближении зависит от пористости по корреляционному логарифмическому закону. Построенная капиллярная модель насыщенности показала хорошую сходимость со стандартной моделью насыщенности Дахнова-Арчи по данным электрических методов ГИС. Анализом распределения насыщенности в коллекторе можно выделить неоднородную водонефтяную зону, достаточно большой мощности. Полностью нефтенасыщенная часть коллектора очень мала. Нижние части интервалов отличаются большей долей свободной воды. Доля связанной воды, аппроксимированная как функция от пористости и проницаемости, имеет низкие значения. В целом, исследуемый коллектор является недонасыщенным нефтью, с большой водонефтяной зоной и высокой долей подвижной воды. Применение капиллярной модели позволило достовернее определить профиль начальной и текущей нефтенасыщенности по данным ГИС, что особенно актуально для переходной зоны коллектора. Моделирование ОФП и начальной обводненности позволило оптимизировать выбор интервалов перфорации и ГТМ.

## Литература

1. Беятович М. Элаборат о запасах нефти, конденсата и газа нефтегазового месторождения Х. – Нови Сад: Сектор геологии и разработки месторождений, ООО НТЦ НИС-Нафтагас, 2016.
2. Мартинович С. [и др.] Геофизический каротаж. – Нови Сад: Нафтагас, 2000.
3. Мараев В.В. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – Москва: РГУ им С. Орджоникидзе, 2013.
4. Valentini S. [и др.] Saturation Height Modelling: An Integrated Methodology to Define a Consistent Saturation Profile. – Ravenna, Italy: Offshore Mediterranean Conference, 2017.
5. Brooks R.H. и Corey A.T. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow // Journal Irrigation and Drainage Division (ASCE). – 1966 г. – Т. 92. – 68 с.
6. Lian P. [и др.] Saturation modeling in a carbonate reservoir using capillary pressure based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015 г. – 1: Т. 6. – 84 с.

## 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.



Задачи, решенные в данной работе:

– разложение математической модели для расчета геотермы в среде с тепловыделением для двух случаев: с заданной постоянной температурой на границе с мантией и с заданным тепловым потоком из мантии.

– анализ особенности распределения геотермического поля для определенных граничных условий.

В данной работе построены модели распределения температуры в осадочном слое Земли с учетом тепловыделяющего пласта, лежащего в интервале глубин 3000м и 3060м, при условии, что на глубине ниже интервала, рассматриваемого нами, искусственно поддерживается температура (I модель) и при условии, что на большом удалении от тепловыделяющего пласта поддерживается постоянный тепловой поток (II модель). Также оценены температурные аномалии на кровле и подошве тепловыделяющего пласта в обеих моделях.

### Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 240 с.
2. Теркот Д., Шуберт Дж. Геодинамика. Геологические приложения физики сплошных сред. – М.: Мир, 1985. – 376 с.
3. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. Пер. – М., 1964. – 488 с.
4. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

## ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

**Фролов В.М.**

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель – ст. преп. Сребродольская М.А.  
E-mail: frolov\_vm97@mail.ru*

В процессе бурения и после него диаметр скважины изменяется относительно номинального в зависимости от литолого-петрографических свойств горных пород и технологии бурения. Для измерения реального текущего поперечного размера скважины (диаметра) используется геофизический метод исследования скважин (ГИС), называемый кавернометрией.

Кавернометрия является одним из базовых методов ГИС, включенным в обязательный комплекс ГИС для вертикальных скважин [1]. Традиционно данный вид каротажа проводится механическими зондами относительно простой конструкции, что говорит об их надежности. На данный момент широкое распространение получил каротаж в процессе бурения (LWD), что предъявило серьезные требования к применяемой аппаратуре. Проведение кавернометрии стандартной аппаратурой в горизонтальных участках невозможно ввиду повышенной аварийности механических частей зонда. При этом исключение проведения кавернометрии крайне не желательно, так как ее данные используются для внесения поправок в другие методы, что влияет на достоверность оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

На сегодняшний день в горизонтальных скважинах (ГС) используются каверномеры, основанные на следующих физических принципах измерения [2]:

- резистивиметрические (зонды электрометрии),
- плотностные (гамма-гамма метод плотностной),
- нейтронные,
- акустические.

Из вышеперечисленных приборов истинным каверномером является только акустический, остальные (псевдокаверномеры) основаны на алгоритмах вычисления диаметра скважины по показаниям зондов разной длины. Одни из них достаточно точные (обладают погрешностью +/-2 мм), другие являются лишь индикатором каверн (диаметр ствола соответствует номинальному или сильно размыт). В связи со сложностью аппаратуры и условий, в которых производится запись кавернометрии, существует ряд определенных ограничений для каждого из ее типов. Так, например, для акустических и нейтронных приборов крайне важна центровка, а для плотностных зондов фотоэлектрический эффект промывочной жидкости. Самое широкое распространение получили акустические и плотностные каверномеры, показания которых считаются наиболее надежными.

Перед автором в работе были поставлены следующие цели:

- выявление круга задач, решаемых по данным кавернометрии, полученным как в процессе бурения, так и при обратной проработке и после бурения;
- сравнение показаний каверномеров, основанных на разных физических принципах, записанных в одном разрезе, и выявление причин расхождения данных;
- определение надежности и точности записи кавернометрии в ГС. Для достижения поставленных целей автор решал также задачи;

- сравнения различных моделей каверномеров зарубежных нефтесервисных компаний на примере более 10 скважин нескольких месторождений России;
- сопоставления результатов кавернометрии с показаниями других методов ГИС и ГТИ.

В ходе работы все поставленные задачи были решены. Определены погрешности определения диаметра ствола скважины различными приборами. Построены планшеты, на которых отображено сопоставление данных кавернометрии. Результаты сравнительного анализа увязаны с литологическим расчленением разреза, выполненным по полному комплексу ГИС и уточненным по данным кавернометрии. Выявлены корреляционные связи между диаметром скважины и другими геофизическими и технологическими параметрами.

Данные о диаметре скважины, записанные одновременно с остальным комплексом ГИС, необходимы для достоверного определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по данным каротажа. Проведение кавернометрии в процессе бурения и при обратной проработке дает возможность решения целого ряда задач: литологическое расчленение разреза, оценка технического состояния скважины, оптимизация бурового раствора, определение места установки пакера и ряд других. Дополнительную информативность дает сопоставление данных кавернометрии с имиджем плотности. Автором показано, что даже если нет возможности 3D отображения диаметра по всему периметру скважины, по имиджу плотности можно оценить расположение кавернозных участков относительно ствола скважины.

К сожалению, запись кавернометрии в ГС производится не всегда. Связанно это с рядом причин. Во-первых, сложность аппаратуры, в связи с чем представленных на рынке отечественных зондов гораздо меньше зарубежных аналогов. Во-вторых, существенные ограничения в проведении записи для каждого типа каверномера. Также немаловажную роль играет экономический аспект. Например, запись ультразвуковым каверномером при всех своих достоинствах (наибольшая разрешающая способность и точность среди остальных) и достаточно высокой надежности, часто не требуется заказчиком из-за дополнительных затрат. Проведение записи псевдокаверномерами имеет в этом плане преимущество, но такая аппаратура не всегда имеет необходимую точность. Наименее точными являются резистивметрические каверномеры. Автором на примере сопоставления кривых кавернометрии приборов разного типа была показана важность правильной калибровки и нормировки как показаний псевдокаверномеров, так и истинных.

## Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов. Под ред. д. г.-м. н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 400 с.
2. SPWLA-2006-YYY- Caliper And Borehole Geometry Determinations From Logging While Drilling Measurements And Images Najmud Dowla (Schlumberger), John C. Rasmus (Schlumberger), Shashikant Srivastava (Schlumberger), Darwin Ellis(Schlumberger), Chuck Fulton (Schlumberger)
3. SPE 77479-MS An Integrated Caliper from Neutron, Density, and Ultrasonic Azimuthal LWD Data L. Ortenzi, SPE; M. Evans; C.J. Maeso, SPE; Schlumberger

**ИЗУЧЕНИЕ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК  
В РАННЕПЕРМСКОЕ ВРЕМЯ НА ОСНОВЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ  
МАГНИТО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
ПО РАЗРЕЗУ «ДАЛЬНИЙ ТЮЛЬКАС» (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН)**

*Якунина П.Г.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Научные руководители: Косарева Л.Р., ассистент кафедры геофизики и  
геоинформационных технологий, Сунгатуллина Г.М., доцент к.м-н.  
Email: polina.yakunina1997@gmail.com*

Тенденцией глобального климата между рубежами 298–250 млн. лет. (Пермский период) было потепление – ледниковый климат позднего палеозоя сменился безледниковым климатом мезозоя. Климат пермского периода был аналогичен современному (на данный момент сохраняется тенденция потепления), поэтому является перспективным для более глубокого исследования [1,2].

Так как пермский период является ключевым для понимания динамики изменения климата в голоцене, в качестве объекта исследования был выбран стратотип (эталон) нижней границы артинского яруса-разрез «Дальний Тюлькас». обнажение расположено на правом берегу р. Дальний Тюлькас (Республика Башкортостан, Гафурийский район). Разрез относиться к категории уникальных геологических объектов [3].

Обнажение характеризует границу сакмарского и артинского ярусов. В нижней части разреза наблюдается переслаивание песчаных алевролитов и глин. В средней части в слое 6 выходит алевристый песчаник, следом в слое 7 обнажается глинистая порода со слоями известняковых конкреций. В нижней части обнажения выходит алевритоглинистая карбонатная порода, встречаются слойки темных аргиллитов и пласты известняков.

В рамках экспедиции сотрудников КФУ 2016 г. к разрезу «Дальний Тюлькас» была отобрана коллекция образцов. Часть коллекции (24 образца) любезно предоставлена для магнито-минералогических исследований. Первоначально комплекс методов включал в себя измерения магнитной восприимчивости ( $k$ ), коэрцитивную спектрометрию по всем образцам коллекции.

Исследования магнитной восприимчивости ( $k$ ) проводились на установке MFKA1-FA фирмы AGICO (Республика Чехия) на частоте 3094 Гц. Коэрцитивные спектры были получены с помощью коэрцитивного спектрометра  $J\_meter$  – уникального оборудования, разработанного в ИГиНГТ КФУ [4]. Спектрометр позволяет в автоматическом режиме измерять кривые нормального остаточного намагничивания образцов при непрерывном росте внешнего магнитного поля до 1.5 Тл. Возможность получения полной петли гистерезиса [Kruiver, P.P., et al., 2001; Шолпо, Л.Е., 1977] одновременно по остаточной и индуктивной намагниченностям позволяет получить множество важных петромагнитных параметров.

Параметры  $J_s$  и  $J_{rs}$  являются концентрационно-зависимыми, их величины в первую очередь определяются концентрацией магнитных минералов в горных породах. Поведение  $V_{cr}$  сильно зависит от присутствия однодоменных (ОД) магнитных частиц, а величина и поведение  $V_c$  определяются, главным образом, многодоменными (МД) магнитными частицами. Отношение  $V_{cr}/V_c$  отражает содержание низкокоэрцитивных (магнитомягких) и высококоэрцитивных (магнитожестких) минералов в породах. Присутствие магнитожестких минералов в магнитной фракции отложений отражается, в основном, на повышении коэрцитивных

характеристик –  $V_s$ ,  $V_{sr}$ . Вид гистерезисной петли, различные соотношения величин гистерезисных характеристик охарактеризуют содержание, концентрацию и распределение по фракциям магнитных зерен. Размер магнитных зерен несет информацию о географическом положении отложений и об условиях осадконакопления [6].

С целью определения природы магнитной восприимчивости по коэрцитивным спектрам был определен вклад – ферромагнитной ( $\chi_f$ ), парамагнитной и диамагнитной ( $\chi_p$ ), а также суперпарамагнитной ( $\chi_{sp}$ ) компонент [Kosareva L.R. et al., 2015].

Биофациальный анализ и анализ магнито-минералогических данных позволяет говорить о нескольких важных этапах осадконакопления в бассейне древнего моря. Слои 1,2,3,5,6 характеризуются средними значениями магнитной восприимчивости и петромагнитных параметров, что свидетельствует о стабильности процессов осадконакопления и поступления терригенного материала в это время. Климатические условия для развития колонии магнито-тактических бактерий были оптимальными в Сакмарском веке. Литологические и палеонтологические данные свидетельствуют о прибрежной обстановке осадконакопления. По берегам акватории произрастало много растительности.

По магнитным данным слой 4 характеризуется незначительным повышением  $k$ , что свидетельствует об увеличении привноса обломочного вещества с гор. В районе разреза Дальний Тюлькас сохранялась прибрежная зона. Массовое скопление радиолярий указывает на обильный привнос кремнезема в морской бассейн – следствие активной вулканической деятельности. По берегам росли каламиты. Хвощи распространились на заболоченных районах.

Слои 7 и 8 характеризуются пониженными значениями  $k$  и парамагнитной составляющей, что говорит об уменьшении поступления терригенного материала и увеличении глубины моря. Однако здесь следует выделить пропласток 7–2. Он определяется увеличением значения  $k$  и парамагнитной компоненты, а также большим содержанием МД частиц. Слой 7 отмечен появлением конодонтов – бассейн углубился (трансгрессия моря) или горные реки снизили скорость течения. Слой 8 характеризует условия: мелкий шельф, теплый морской бассейн нормальной солености. Много фузулинид.

Начиная со слоя 9, происходит регрессия моря (повышение  $k$  и парамагнитной составляющей). Слои 9–3, 9–4,10 характеризуются превалярованием однодомной фракции. В прослойке 11–2 уменьшение парамагнитной составляющей может быть обусловлено привносом диамагнитной фракции. В слоях 9–11 общая тенденция на постепенное увеличение магнитной восприимчивости ( $k$ ) сохраняется. В целом сохраняется морская обстановка.

## Литература

1. Климат в эпохи крупных биосферных перестроек / Гл. редакторы: М.А. Семихатов, Н.М. Чумаков. – М: Наука, 2004. – 299 с.
2. Сеницын В.М. Древние климаты Евразии. Часть 3. Вторая половина палеозоя (Девон, Карбон и Пермь). – Изд. Ленинградского ун-та. – 1970. – С. 116–119.
3. Кадастровый отчет по ООПТ памятник природы регионального значения «Геологический разрез Дальний тюлькас»
4. Нургалиев Д.К., Ясонов П.Г. Коэрцитивный спектрометр. Патент РФ на полезную модель № 81805. – 2009. – Бюл ФИПС № 9.
5. Environmental Magnetism. Principles and Applications of Enviromagnetics / Michael E. Evans, Friedrich Heller. – Academic press. An imprint of Elsevier Science (USA). – 2003. – 295 p.

# ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПОЛЕЙ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДЕБИТА

*Галлямов М.А.*

*Башкирский государственный университет*

*Научный руководитель – Рамазанов А.Ш., д.т.н., профессор кафедры геофизики БашГУ*

*Email: gallyamovmurat@mail.ru*

В нефтяных скважинах для измерения дебита используют механические дебитометры. В газовых скважинах дебит определяют с помощью установленных на устье диафрагменных измерителей критического течения (ДИКТов). Однако, в случаях, когда режим работы скважины еще не установился и дебит непостоянен, эти устройства малоэффективны или даже неприменимы.

Цель работы – исследовать способ оценки дебита газовой скважины по изменению давления в скважине, который был бы применим при испытании газовых скважин в случаях, когда традиционные методы измерения дебита неприменимы или малоэффективны.

В данной работе рассматривается несколько математических моделей, которые основаны на оценке изменения давления в скважине в течение некоторого времени после ее закрытия на устье. При определении дебита газовой скважины таким способом необходимо учитывать, что поля давления и температуры в скважине нестационарные и изменяются с глубиной. В результате исследования этих моделей получены формулы для расчета дебита газа с учетом необходимых поправок.

Первая модель – самая простая, она не учитывает изменение давления и температуры с глубиной и предполагает, что газ идеальный. Можно усложнить эту модель, если предположить, что температура возрастает линейно при увеличении глубины по закону:  $T(h) = T_y + Gh$ , где  $G$  – геотермический градиент.

Дальнейшее развитие модели направлено на то, чтобы учесть температурные аномалии, возникающие в стволе скважины. Эти аномалии приводят к отклонению от геотермического распределения температуры и могут быть вызваны проявлением баротермического эффекта при притоке газа из пласта [2].

В данной работе также обсуждается сравнение полученных моделей и оценка их применимости. Таким образом, цель моей работы – определить наиболее точную и универсальную формулу для оценки дебита газовой скважины.

## Литература

1. Коротаев Ю.П. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1971. – 128 с.
2. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. – 114 с.
3. Мордвинов, А.А. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: метод. указания – Ухта, 2006. – 31 с.

## ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ АНЧАР ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Кашин Г.Ю.*

*Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
ФГБОУ ВО «Удмуртский Государственный Университет»  
Научный руководитель – Истомина Н.Г.  
Email: gleb.gurza159@yandex.ru*

Геологи Удмуртской республики вплотную подошли к завершающему этапу поисков углеводородов в структурных ловушках. В районах наибольшей плотности бурения отмечается своеобразный «структурный» голод. В связи с этим активное прогнозирование залежей углеводородов в неструктурных ловушках – важнейшее направление поисковых работ. Так же перспективными поисковыми структурами в Удмуртии являются плохо выделяемые обычными сейсмическими методами продуктивные девонские отложения.

Поиск и прогнозирование запасов нефти в неструктурных ловушках и малоизученных сейсмикой малоамплитудных ловушек терригенного девона является основной задачей поисковой геологии Удмуртии.

Для этих целей на территории Удмуртской Республики обычно применяется метод МОГТ, который основан на разности распространения упругих волн в горных породах. Метод является достаточно надежным инструментом при прогнозировании залежей углеводородов. Однако, он имеет ряд ограничений, в том числе при поиске глубокозалегающих залежей. Несмотря на то, что при применении МОГТ может быть получена точная информация по геологическому строению изучаемого района, он не может однозначно ответить на вопрос о наличии промышленных запасов нефти или газа в выявленных геологических структурах, вследствие чего бывает пробурено большое количество «пустых» скважин.

Одной из технологий, позволяющих во многом решить эти проблемы, является созданная в 1990-е годы (Арутюнов С.Л. и др.) технология прогнозирования флюидонасыщения, основанная на эффекте АНЧАР.

АНЧАР – микросейсмическая инфразвуковая разведка, технология прогноза углеводородов в недрах Земли.

Если главной целью сейсморазведки является выявление перспективных геологических структур для наличия в них углеводородов, то задача АНЧАРа подтверждение запасов в этих структурах.

Отличительной чертой технологии АНЧАР является то, что сигнал, несущий геологическую информацию, является не отраженным или преломленным поверхностью напластования, а собственное шумовое микросейсмическое излучение нефтегазовой залежи (микросейсмы АНЧАР НГЗ) [3].

Скорость проведения полевых работ при применении АНЧАР составляет 4–6 км<sup>2</sup>/сут. Обработка данных составляет около двух дней. К недостаткам технологии можно отнести то, что стоимость проведения работ методом АНЧАР превышает стоимость работ 3D сейсморазведки примерно в два раза. Однако, скорость проведения полного цикла работ методом АНЧАР в 2 раза выше скорости проведения работ 3D сейсморазведки.

Использование АНЧАР с иными методами прогнозирования углеводородов позволит прогнозировать нефтегазоносность территорий, сокращая затраты денег и времени на разбуривание «пустых» залежей нефти и газа, ускоряет восполнение ресурсов углеводородов.

Опыт применения технологии АНЧАР показывает возможность прогнозировать углеводороды при любых литологических неоднородностях и любой расчлененности залежей углеводородов. Условием, ограничивающим применение АНЧАР, являются только малые (менее 3 м) нефтегазоносные толщины пластов-коллекторов.

АНЧАР применяется для прогнозирования наличия залежей углеводородов в неструктурных ловушках и в других сложных малоамплитудных и малоразмерных ловушках, характеризующихся локальной и вертикальной изменчивостью, какими являются девонские залежи на территории Удмуртской республики.

Применение технологии АНЧАР нефтедобывающими компаниями Удмуртии позволило бы выявлять неструктурные ловушки, располагающиеся вблизи зон тектонических разломов на уже открытых месторождениях нефти. Доля ресурсов нефти, сосредоточенная в ловушках-спутниках может составлять до 35 % от начальных запасов месторождений нефти, расположенных рядом.

Так же применение технологии АНЧАР способствовало бы прогнозированию малоамплитудных ловушек терригенного девона, начальные суммарные ресурсы оцениваются приблизительно в 90 млн. тонн нефти, что составляет около 10 % всех начальных суммарных запасов Удмуртии [1].

Прогнозирование запасов углеводородов в неструктурных ловушках и девонской залежи позволит нарастить запасы нефти, а в последующем значительно увеличить добычу нефти благодаря последующему вовлечению новых высокодебитных залежей в разработку. Эффективность применения технологии АНЧАР в Удмуртии достижима за счет:

- детального обоснования на обнаруженных месторождениях углеводородов наиболее перспективных точек для вскрытия добывающими и нагнетательными скважинами продуктивных отложений;
- снижения затрат на бурение «пустых» скважин – до 300–500 млн. руб./год;
- высокой экологической безопасности метода;
- возможность использования технологии в сложных сейсмологических условиях;
- достижения высокого коэффициента успешности данного метода (более 0,8) практически независимо от глубины залежи углеводородов.

## Литература

1. Соснин Н.Е. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных девонских терригенных отложений на территории Удмуртской Республики: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. Наук. – Пермь, 2013. – 16 с.
2. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины 20 века. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, 2007. – 209 с.
3. Арутюнов С.Л. Технология АЧАР при поиске и мониторинге залежей углеводородов. – Новосибирск, 2010. – № 1. – 66 с.



# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРОНОВ В ФОТОГРАММЕТРИИ

*Рахматуллин Т.Р.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Научный руководитель – А.В. Старовойтов, ассистент  
E-mail: rax\_5@mail.ru*

Технический прогресс в настоящее время развивается большими темпами. Способы отображения информации становятся все больше. Информация становится все более понятней и интуитивнее в восприятии. Так и в геодезии.

Сейчас геологические памятники Татарстана задокументированы в виде описания на бумаге или электронном носителе. В своей работе я рассматриваю методы сканирования и расчета данных для создания цифровой модели обнажения.

Фотограмметрия или фотомоделирование – это технология, благодаря которой трехмерная цифровая поверхность может быть восстановлена из серии фотографий. Он часто используется для создания высокоточных 3D-моделей объектов реального мира.

Существуют следующие основные методы сканирования: Лазерное, использование дронов, использование планеров (БПЛА), космические снимки, наземная съемка с использованием фотоаппарата.

В своей работе я использовал беспилотные летательные аппараты и дроны. Для проведения Фотограмметрии был собран БПЛА на базе планера и использованы промышленные дроны: dji phantom2, dji phantom3, dji mavсрго.

БПЛА, перечисленные выше, могут летать от 15 до 30 минут, что обычно достаточно для сбора не менее 200–400 фотографий объекта или ландшафта, также к ним имеются и сменные аккумуляторы что увеличивает объемы съемки.

Для того чтобы получить качественную 3D модель необходимо делать фотографии со всех сторон и ракурсов с наложением в 80 %.

Для обработки данных использовалось программное обеспечение Agisoft's Photoscan и далее выполняется обработка по следующему алгоритму:

- 1) Добавление фотографий в проект
- 2) Выравнивание фотографий
- 3) Построение плотного облака точек
- 4) Построение трехмерной полигональной модели из облака точек
- 5) Создание текстур

После всех манипуляций готовую модель можно экспортировать и использовать в любых 3D редакторах

Использование дронов в Фотограмметрии имеет большие преимущества:

- Доступность во все места труднопроходимой местности
- Любое разрешение снимков
- Удобен и легок в управлении, простая настройка, готовность к работе сразу после включения.
- Возможность установки, помимо камеры, других сенсоров и датчиков
- Компактность
- Большие площади сканирования

## Литература

1. Буховцев Б.Б, Мякишев Г.Я., Чаругин В.М. Физика. – М: «Просвещение», 2009, 453 с.

# ИЗУЧЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ МЕТАНОЛА И ЕГО РАСТВОРОВ И ВЛИЯНИЯ НА ПОКАЗАНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ В СКВАЖИНЕ

*Татикян С.А.*

*Башкирский государственный университет, Уфа  
Научный руководитель – Вахитова Г.Р., кандидат технических наук,  
доцент кафедры геофизики  
e-mail: silva.tatikyan@mail.ru*

При проведении ПГИ на газовых месторождениях метанол закачивается в скважину для предотвращения гидратообразования. Как следствие, при проведении замеров возникает потребность знать, какой флюид находится в интервале исследования. Малая изученность физико-химических и температурных свойств метанола и его растворов приводит к невозможности его диагностирования по показаниям датчиков состава и термометрии.

Цель работы – изучение свойств метанола и его растворов с целью диагностирования его присутствия в скважине при проведении ПГИС и учете его влияния на показания термометрии.

Имелась добывающая скважина N, которая работала газом. Выше верхнего интервала перфорации была выявлена аномалия разогрева при поступлении газа из интервала перфорации. Аномалия была зарегистрирована только на одном из замеров. В связи с тем, что природа выявленной аномалии не ясна, было решено изучить поведение температуры для растворов воды и этанола различных концентраций. Было сделано предположение, что аномалия может быть связана с наличием на данной глубине раствора метанола.

Данная работа имеет большое практическое значение. Ее результаты могут быть использованы для интерпретации газовых скважин с использованием метанола. При проведении исследований скважин с наличием метанола следует учитывать объем закачиваемого в скважину метанола, так как он может влиять на изменение распределения температуры в стволе скважины.

## Литература

1. Артеменко А.И. Органическая химия. – М.: Высшая школа, 1987. – 430 с.
2. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. – М.: 2003. – 556 с.
3. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – Москва, 2007. – 12 с.
4. Истомина В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 235 с.

# ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН СЖАТИЕМ ПЕРЕДАВАЕМЫХ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Курбанов Р.К.*

*Российский Государственный Университет нефти и газа имени Губкина*

*Научный руководитель – Кульчицкий В.В., д.т.н.*

*Email: rkurbanov95@mail.ru*

Геонавигационные системы позволяют нам получать в режиме реального времени с забоя скважины в процессе бурения важную информации для безаварийного бурения скважины согласно программе. Чем больше и чаще информацию мы получаем, тем наше представление становится полнее, повышается эффективность управления траекторией ствола скважины.

Основным каналом связи среди современных геонавигационных приборов является гидравлический канал. Гидравлический канал связи является мировым стандартом для передачи информации в реальном времени от MWD и LWD систем. В основном из-за своей надежности, относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи (кабельные, электромагнитные).

Современные MWD и LWD системы значительно увеличили количество измеряемых на забое параметров, вместе с тем основным вызовом для гидравлического канала связи является увеличение скорости передачи данных, которая у современных MWD систем варьируется от 1 до 12 битов в секунду. Из-за небольшой скорости передачи данных основная масса информации хранится в памяти прибора и становится доступной только, когда ее поднимают на поверхность. В режиме реального времени передается незначительная ее часть. Увеличение объема передаваемой информации даст большее представление о фактической траектории, геологическом разрезе и позволит бурить скважины по более сложной пространственной траектории.

В статье описана технологии передачи данных по гидравлическому каналу в сжатом виде. Она является качественной заменой традиционной передаче и все больше использоваться в ведущих мировых компаниях. Использование этой технологии позволяет увеличить объем получаемой информации в режиме реального времени в несколько раз. Приводится опыт использования автором данной технологии в компании Шлюмберже при бурении скважины на Приразломном месторождении в Западной Сибири. Использование передачи данных в сжатом позволило увеличить объем передаваемой информации на 600 %, чем при традиционной передаче.

## Литература

1. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 350 с.
2. Кульчицкий В.В. Теория и практика геонавигационных технологий бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин: диссертация ... доктора технических наук. – Москва, 2000 – 486 с.
3. Klotz C., Bond P., Wassermann I., Priegnitz S. A new mud pulse telemetry system for enhanced MWD/LWD applications. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Orlando, Florida, USA, 4-6 March, 2008. SPE-112683-MS. <https://doi.org/10.2118/112683-MS>
4. Caruzo A., Hutin R., Reyes S., Tweel A., Temple P. Advanced Design and execution techniques for delivering high data rate MWD telemetry for ultradeep wells. Presented at the OTC

# ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АКВАТОРИИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

*Кишанков А.В.*

*Российский государственный университет нефти и газа  
(Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель – Богоявленский В.И., д.т.н.  
E-mail: alexey137k@yandex.ru*

Изучение возможных газопроявлений в верхней части разреза является перспективным направлением геологоразведочных работ на углеводороды по нескольким причинам. Разработка небольших приповерхностных залежей газа может быть экономически более рентабельной по сравнению с разработкой месторождений углеводородов больших глубин. С другой стороны, газ приповерхностных залежей может использоваться как источник энергии для проектов разработки крупных шельфовых месторождений в будущем. Кроме того, небольшие газовые залежи, находящиеся у поверхности морского дна, могут указывать на возможность расположения на больших глубинах крупных месторождений углеводородов. Также необходимо исследование возможных газовых залежей на небольших глубинах в связи с тем, что они могут представлять опасность при поисковом и разведочном бурении. Вскрытие таких залежей сопровождается неконтролируемым выходом газа на поверхность, что приводит к несчастным случаям на буровых платформах, судах (Богоявленский и др. 2016).

Сейсмические методы позволяют уверенно картировать газовые залежи по определенным признакам записи. Объектом изучения в настоящей работе являлся участок в западной части акватории моря Лаптевых. В данном регионе отсутствуют открытые месторождения углеводородов, кроме того, на акватории нет пробуренных скважин. Тем не менее, многими авторами акватория рассматривается как крайне перспективная, содержащая значительные ресурсы нефти и газа (Drachev et al, 2010).

Лаптевоморский бассейн имеет сложное геологическое строение, что объясняется его уникальным расположением на сочленении разнородных тектонических структур (Дараган-Суцова и др., 2010). Весь осадочный чехол осложнен многочисленными разрывными нарушениями. Обилие разрывных нарушений могло являться фактором образования множества потенциальных структурных ловушек для углеводородов, а также путей миграции газов.

В ходе настоящей работы проанализировано 16 сейсмических профилей, пересекающих акваторию моря Лаптевых в различных направлениях. Рассматривалась верхняя часть разреза (ВЧР), которой соответствуют отложения среднемиоценового-четвертичного возраста. Целью работы являлся поиск залежей газа в верхней части разреза. Аномалии сейсмической записи, указывающие на возможное наличие скоплений газа, называются «газовыми карманами», они определяются по следующим признакам:

1. Резкое повышение амплитуды отражений (яркое пятно);
2. Инверсия фаз отражений (смена полярности);
3. Прогибание осей синфазности под аномалией, обусловленное уменьшением значений скорости;
4. Поглощение высоких частот;
5. Зона акустической тени – ухудшение прослеживания сейсмических горизонтов под предполагаемой залежью.

Анализ разрезов и выделение сейсмических аномалий проводились в программном комплексе IHS Kingdom.

В результате работы выделен ряд аномалий сейсмической записи, указывающих на возможное присутствие скоплений газа в ВЧР по наличию перечисленных выше признаков. Выделенные аномалии были ранжированы, в зависимости от набора признаков, по которым они были идентифицированы на разрезах. Также сделаны предположения о происхождении газа в приповерхностных залежах. Многие аномалии приурочены к разломам, которые прорывают осадочный чехол до значительных глубин, в некоторых случаях до самого фундамента. В ряде случаев в окрестностях разломов образуются зоны развития трещиноватости, зоны повышенной проницаемости, которые могут представлять пути миграции для газов, генерируемых в термально зрелых нефтегазоматеринских толщах, или образовавших залежи в глубоко залегающих резервуарах. Зоны миграции газа выделяются по хаотической форме отражений, отсутствию их корреляции, низким амплитудам.

В настоящее время, когда освоение Арктического шельфа представляется чрезвычайно сложным и дорогостоящим процессом, залежам небольших глубин должно быть уделено особое, первостепенное внимание. Именно такие залежи следует рассматривать как объекты разведки и разработки в первую очередь, ввиду технологических и экономических факторов.

### Литература

1. Богдавленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море / Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 6. – 43 с.
2. Дараган-Суцова Л.А. и др. Новый взгляд на геологическое строение осадочного чехла моря Лаптевых // Региональная геология и металлогения. – 2010. – №. 41. – 16 с.
3. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview // Geological society, London, petroleum geology conference series. – Geological Society of London, 2010. – Т. 7. – №. 1. – 591 с.

## **Секция**

**Экономика и управление в нефтяной и газовой  
промышленности**

## РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗРАСТНОЙ СТРУКТУРЫ АВТОМОБИЛЬНОГО ПАРКА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

*Власов А.В.*

*Тюменский индустриальный университет  
Научный руководитель – Теньковская С.А., ассистент  
Email: arte\_13@mail.ru*

Автомобильный транспорт имеет большое значение в транспортной системе России, на его долю приходится 64 % объема перевезенных грузов и 58 % пассажиров.

В нефтегазодобывающей отрасли в условиях севера и Сибири подвижной состав занимает первостепенное значение, так как обеспечивает возможность работы на больших расстояниях от постоянного базирования и возможность доставки грузов без перегрузки.

Срок службы техники в структуре жизненного цикла подвижного состава является самым продолжительным этапом, в связи с этим актуальным является определение рационального срока службы автомобилей для минимизации экономических потерь предприятия. Существующие в настоящее время на большинстве предприятий фактические сроки службы автомобиля не могут быть признаны рациональными и в значительной степени завышены [1, 4].

Большинство методик определения рациональных сроков службы автомобилей предполагают выбор критерия оптимальности. В зависимости от поставленных задач в качестве критерия оптимальности могут быть использованы: минимум себестоимости единицы наработки, максимизация прибыли и т. д. [2, 3, 5]

В работе определен рациональный срок использования автомобилей КамАЗ и УРАЛ нефтедобывающего предприятия. В качестве объекта исследования выбрано крупное нефтегазодобывающее предприятие.

Приводятся аргументы в пользу использования метода «помашинного контроля за затратами», в противовес «нормативному методу». Определены наработка и среднегодовые относительные затраты, суммарные потери при нерациональном установлении срока эксплуатации, удельные накопительные показатели для автомобилей, которые эксплуатировались в условиях Сибири и севера.

Сделаны промежуточные выводы:

1. В суровых условиях крайнего севера эксплуатационные расходы повышаются, что влияет на сокращение сроков эксплуатации автомобилей;
2. Автомобиль КамАЗ оборудованный краном-манипулятором нецелесообразно эксплуатировать более 7 и 6 лет соответственно в условиях Западной Сибири и Крайнего Севера при фактическом (нормативном) сроке эксплуатации 10 лет, так как длительное использование негативно влияет на конечные экономические показатели деятельности предприятия;
3. При нормативном сроке эксплуатации автомобиля 12 лет рациональный срок использования автомобиля УРАЛ в среднем составляет 8–9 лет.

В результате работы сделаны выводы:

- нормативный срок эксплуатации автомобиля исследуемого предприятия чаще всего не соответствует рациональному;
- исследуемому предприятию для регулирования возрастной структуры парка подвижного состава не целесообразно устанавливать срок службы нормативным методом;
- наиболее эффективным является определение индивидуального момента замены на основе помашинного контроля, а именно применение методики определения рационального

срока эксплуатации автомобиля с использованием критерия оптимизации затрат, которая позволяет рассчитать суммарные потери в случае несвоевременной замены автомобиля.

### Литература

1. Абрамов, О.В. Прогнозирование состояния технических систем. – М.: Наука, 2002. – 126 с.
2. Вегер, Л.Л. Обновление машинных парков: проблема эффективности. – М.: Наука, 2000. – 214 с.
3. Колегаев, Р.Н. Управление обновлением машинного парка. – Киев: Техника, 2011. – 176 с.
4. Кугель, Р.В. Долговечность автомобилей. – М.: Машгиз, 2011. – 432 с.
5. Мамыкин, В. Эффективность работы автомобилей в зависимости от срока службы – М: «Автомобильный транспорт» № 12 – 2013. – 9 с.



## 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

характеристиками вместо существующих с избыточной мощностью. Первым примером такого подхода является замена АНРВ на базе Камаз на АРОК на базе ГАЗ-33081. Разница в тарифах составляет 170 руб. маш.-час, т. е. дает значительную экономию при постоянном использовании.

Следующий подобный пример использование вакуумных полуприцепов, которые в процессе эксплуатации полностью оправдали целесообразность их внедрения. Помимо разницы в тарифах в 145 руб. маш.-час есть возможность использования закрепленных МТЗ как с вакуумным полуприцепом, так и без него.

Далее предлагается замена Камаза с КМУ на Газон NEXТ с КМУ. В данном случае наблюдается наибольшая разница в тарифах, которая составляет 380 руб. маш.-час. При этом КМУ, установленный на Газон NEXТ имеет больший вылет стрелы, что значительно увеличивает радиус его действия, а меньшая длина кузова и грузоподъемность никак негативно не влияют.[2]

Принципиально иной подход применен к автотранспорту обслуживающему аппарат управления НГДУ «Елховнефть». Проект подразумевает использование автотранспорта для нужд отделов НГДУ по принципу «Такси».

Реализация данного проекта стартовала с 1-го сентября 2016. Ожидается снижение количества техники ранее обслуживающей аппарат управления до 50 %, что приведет к экономии более 6,5 млн. руб.

Ожидаемый экономический эффект от реализации вышеизложенных мероприятий в сумме составляет свыше 23 млн. руб. На все работы оформлены рационализаторские предложения.

Проведенные мероприятия позволяют снизить непроизводительное время автотранспорта и персонала, снизить недоборы нефти и значительно сэкономить при возросшем качестве услуг автотранспорта и спецтехники.

## Литература

1. Абрютин М.С. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия: учебное пособие. 3-е изд., исправленное. – М, Дело и Сервис, 2005. – 342 с.
2. Сербиновский Б.Ю., Фролов Н.Н. Экономика предприятий автомобильного транспорта. Учебное пособие. – М, Издательский центр «МарТ», 2006. – 495 с.
3. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Г.В. Савицкая – 3-е изд., перераб. и доп. – М, Экономика, 2005. – 425 с.
4. Хаматова Л.А. Экономика предприятия. Экономические ресурсы предприятия: учебное пособие. – М, ИТК «Дашков и Ко», 2006. – 415 с.

## **МЕХАНИЗМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**

*Зими́на К.Д.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт*

*Научный руководитель – Глазкова И.Н., к.э.н.*

*Email: ZiminaKseniya1603@yandex.ru*

Одна из стратегических целей эффективности ПАО «Татнефть» с 2016 года – инициация проекта «Система управления по ключевым показателям эффективности (КПЭ)» в НГДУ «Альметьевнефть», заказчиком которого выступил начальник управления.

Система КПЭ – это система позволяющая декомпозировать верхнеуровневые цели компании на определенном временном отрезке (месяц, квартал, год, 3 года) до уровня конкретной должности, определив соответствующие количественные значения-индикаторы достижения цели. То есть предполагается, что в случае достижения каждым сотрудником всех целевых значений КПЭ, цель по росту стоимости компании будет также достигнута. С помощью данных индикаторов отслеживается успешность реализации стратегических целей, подцелей, задач, и, как следствие, оценивается, в том ли направлении движется бизнес-сегмент и компания в целом. Регулярный промежуточный мониторинг КПЭ позволяет выявить «узкие места» (пробелы, проблемы), которые требуют более пристального внимания со стороны менеджмента компании и принятия соответствующих управленческих решений для исправления ситуации.

Нефтегазодобывающее управление «Альметьевнефть», являясь структурным подразделением ПАО «Татнефть», выделяет следующие основные стратегические показатели деятельности на предприятий: «Эффективность добычи нефти» и «Снижение эксплуатационных затрат».

Одним из направлений «Эксплуатационных затрат» НГДУ «Альметьевнефть» является подземный ремонт скважин.

Для реализации стратегических показателей НГДУ в части эффективности затрат была принята стратегия, согласно которой по направлению ремонта скважин необходимо сокращать затраты путем выполнения некоторых ремонтов собственными силами и сокращения непроизводительного времени при проведении ремонтов.

Стратегия осуществлялась следующим образом:

- заказчиком были утверждены контрольные карты ключевых владельцев процесса;
- утверждены целепологания по показателям контрольных карт;
- настроен мониторинг эффективности по контрольным картам.

Для достижения поставленной цели и выявления потерь на предприятии путем разработки и проведения картирование потока создания ценностей при подземном ремонте скважин были выявлены следующие затраты времени: общая продолжительность ремонта скважин составила 110 ч., из которых 37 ч. – время создания ценностей, 73 ч. – время, не добавляющее ценность. Эффективность потока составила 34 % ( $37/110 \cdot 100$  %). Управленческим решением стало выделение блоков операций процесса «подземный ремонт скважин (ПРС)».

Заказчиком был установлен норматив по каждому блоку операций, утверждены целепологания по каждому блоку и настроен мониторинг их выполнения.

Алгоритм формирования, передачи, сверки информации при мониторинге операционных блоков происходит следующим образом:

- заказчик формирует план-работ и карту выполненных работ;
- бригада ПРС выполняет технические операции, передает информацию о продолжительности работ;
- диспетчерская служба ЦПРС вносит информацию в панель эффективности;
- технологическая служба ПРС формирует причины отклонений, согласовывает с КВП (ключевой владелец процесса);
- КВП анализирует отклонения, разрабатывает ДК (дорожная карта) с корректирующими мероприятиями.

По результатам реализации проекта в цехе ПРС НГДУ «Альметьевнефть» достигнуты следующие результаты:

1. Целеполагание по средней продолжительности ремонта практически выполнено, отклонение в конце года возникло по причине увеличения технологических операций из-за сложности ремонтов, т. е. плановая средняя продолжительность ремонтов выше целеполагания. Повышение производительности бригад выполнено на 10 %.

2. Целеполагание по количеству отклонений по обеспечивающим процессам выполнено.

3. Объем выполняемых работ увеличен на 20 %, в том числе освоены и выполняются работы, ранее выполняемые ООО «ТаграС-РемСервис»:

- работы по ПЗР к ГРП – 50 шт.;
- ремонт нагнетательного фонда скважин – 72 шт.;
- освоение скважин после бурения – 21 шт.

4. Оптимизация затрат за счет частичного отказа от услуг сторонних организаций и разницы стоимости выполненных работ на 76 млн. руб. На момент завершения проекта (сентябрь 2016 г.), эффект по оптимизации затрат составлял 38,7 млн. руб.

5. Целеполагания по недоборам нефти выполнены.

Таким образом, проведенные мероприятия показали значительный экономический эффект за счет снижения стоимости проведения ремонтов, увеличения межремонтного периода скважин и выручки от реализации дополнительной добычи нефти. Поиск путей сокращения затрат является наиболее актуальным вопросом, так как в последнее время компании нефтегазовой отрасли оказались подвержены сильному влиянию сложившейся в мире экономической и политической ситуаций. Политика, направленная на снижение себестоимости добычи нефти, позволит компаниям выдержать значительные изменения в ценах на мировом рынке и оставаться конкурентоспособными.

## Литература

1. Агарков А.П. Экономика и управление на предприятии. – М.: Дашков и Ко, 2013 г.
2. Блажевич В.А., Уметбаев В.Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. – М., Недра, 1990 – 346 с.
3. Либерман И.А. Управление затратами. – М.: Дашков и К, 2015 – 67 с.

# ОБОСНОВАНИЕ И АЛГОРИТМИЗАЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОНСОРЦИУМА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Ахтарова Ю.Д.*

*Тюменский индустриальный университет  
Научный руководитель – Фролова С.В., ассистент кафедры МТЭК  
Email: julia4528140298@mail.ru*

Нефтегазовое машиностроение является отраслью машиностроения, производящая технику и оборудование для бурения, геофизических и геологических работ, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, ремонта скважин и т. п. В рамках развития топливно-энергетического комплекса для России данная отрасль является важнейшей [1].

Российский рынок отрасли нефтегазового машиностроения обладает большим потенциалом для стабильного роста и развития. Эксперты прогнозируют развитие рынка нефтегазового машиностроения в среднесрочной перспективе с темпами прироста более 15 %, что обусловлено объективными причинами: в нефтегазоносных районах РФ осуществляется ввод в эксплуатацию новых скважин при сокращении резервов изношенных фондов; парк сервисных предприятий, функционирующих на территории России, физически устарел (около 30 % имеют возраст менее 10 лет, остальные 50 % – старше 20 лет); применение традиционных конструкций неприемлемо или малоэффективно в характерных для России природно-климатических и сложных горно-геологических условиях, что обеспечивает устойчивый спрос на продукцию нефтяного машиностроения [2].

Инновационное развитие российских нефтегазовых компаний происходит во многом за счет притока иностранных технологий и оборудования. В связи с продолжительным действием санкций по отношению к России, использование иностранных технологий и услуг в сфере нефтегазового машиностроения значительно ограничено.

Таким образом, импортозамещение в настоящее время является основной национальной идеей. Одним из перспективных путей реализации данного направления может выступать создание конкурентоспособного единого игрока, состоящего из крупнейших компаний отрасли нефтяного машиностроения.

Создание консорциума отечественных нефтесервисных компаний позволит инновационным компаниям заменить существующие западные продукты, либо создать новые. Консорциум возникает для реализации крупномасштабных работ. Организации объединяют усилия в связи с тем, что им не хватает производственных мощностей, финансовых ресурсов и т. д.

В законодательстве Российской Федерации консорциумы нефтяного машиностроения как правовая форма не регламентированы и не подлежат регулированию. В настоящее время не существует конкретного установления формы договора для участников консорциума, что приводит к сложности создания партнерства, так как в разных странах системы права консорциума рассматривают по-разному [3,4].

Автором предложена схема организации научно-производственного консорциума, состоящая из пяти этапов. Использование единой системы этапов организации научно-производственного консорциума регулирует и формирует отношения между членами потенциального объединения. Все этапы структурированы и выстроены в правильной последовательности, благодаря чему работа внутри консорциума будет организована наиболее эффективно, нежели с хаотичным их построением [5].

Для того, чтобы оценить экономическую целесообразность вступления в консорциум необходимо использовать экономическую модель формирования консорциума. Важным для потенциальных участников объединения является результативность консорциума. Автором предложен индикатор для оценки результативности деятельности консорциума. Экономическая модель формирования консорциума способна спрогнозировать и оценить эффективность деятельности консорциума [6].

Итогом всей деятельности консорциума является создание продукции с высоким уровнем конкурентоспособности, реализация крупного инвестиционного проекта, совместное продвижение на зарубежные рынки нефтяного машиностроения.

### **Литература**

1. Фролова С.В. Основные векторы возможного развития нефтяного машиностроения. – Тюмень, 2015. – № 9–2. – С. 676–679
2. Комов М.С. Особенности развития инновационной деятельности в российском машиностроении / М.С. Комов // Молодой ученый. – 2011. – № 8. Т. 1. – 140 с.
3. Иванов В.В., Арменский Ю.Ю. Основы национальной технологической инициативы. – Москва, 2015. – 38 с.
4. Алексеев, А.А. Инновационное развитие промышленного комплекса: методология управления. – Санкт-Петербург: НИУ ИТМО, 2013. – 191 с.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ИННОВАЦИОННОГО МЕНЕДЖМЕНТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

*Еременко О.В., Новикова А.С.*

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал в г. Оренбурге*

*Научный руководитель – Шпаков В.А., к.э.н.*

*Email: overemenko71@mail.ru*

Современные проблемы эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) зачастую не могут быть решены без применения организационно-технологических нововведений. Наиболее остро проявляется необходимость внедрения инноваций в сфере энергоменеджмента. Обусловлено это тем, что нефтегазодобыча является энергоемким процессом, особенно в стадии падающей добычи, в которой, начиная с 1984 года, находится ОНГКМ. Все производственные объекты добычи, сбора и транспортировки углеводородов Оренбургского газопромыслового управления (ГПУ) функционируют в непрерывном режиме, подразумевающим значительное количество энергии, поступающей стабильно на объекты промыслов. В этих условиях снижение энергозатрат и проведение мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности, являются залогом сохранения рентабельности добычи на фоне роста обводненности скважин и истощения месторождения.

Отдельно следует остановиться на мероприятиях по энергосбережению, потенциал которого сосредоточен в экономии энергии и снижении ее потерь [2]. Уровень потерь в электросетях ГПУ, на балансе которого находится 853 газовые и 92 нефтяные скважины, сегодня превысил 15 %. С 2013 г. добавилась проблема необходимости утилизации ПНГ до 95 % и предотвращения сбоев в подаче энергии.

Основными потребителями электроэнергии в ГПУ являются электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА). Из 275432 тыс. кВт\*ч., израсходованных ГПУ в 2017 году, 233725 тыс. кВт\*ч. (84,69 %) пришлось на растущее из года в год электропотребление ЭГПА цеха № 2 дожимной компрессорной станции (ДКС) № 1.

Теплоснабжение объектов ГПУ осуществлялось тепловой энергией, выработанной в собственных источниках: в котлах при сжигании природного газа; в утилизационных теплообменниках при использовании тепла отходящих дымовых газов от газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на ДКС-1,2,3.

Источниками теплоснабжения объектов ГПУ являются:

- 11 паровых котельных суммарной производительностью пара 99 т./час;
- 14 водогрейных котельных на УКПГ теплопроизводительностью 15,372 Гкал./час;
- 24 утилизационных теплообменника, установленных на выхлопных шахтах ГПА на ДКС-1,2,3, суммарной теплопроизводительностью 108,62 Гкал./час.

В целях повышения энергосбережения целесообразно оснастить физически и морально устаревшие котельные УКПГ-2,15 современными котлами с автоматизированными горелками, обеспечивающими теплоснабжение объектов площадок круглый год, исключив работу котлов подогрева в летний период на горячее водоснабжение. Это позволит снизить расход природного газа, сжигаемого в котлах (КПД котлов увеличится до 92 %) для выработки тепловой энергии, на 179,29 тыс. м<sup>3</sup> [4].

Замена газовых горелок котла № 1 котельной УКПГ-3 на автоматизированную горелку Weishaupt с увеличенным диапазоном регулирования мощности позволит снизить выработку тепловой энергии в летний период (период минимального теплопотребления), и, следо-

вательно, уменьшить расход газа [3]. Одновременно с заменой горелок необходимо установить частотные регулируемые приводы на электродвигатели дымососов, в результате чего дополнительно сократится расход электроэнергии. В производственных помещениях объектов промыслов нужно продолжить замену ламп накаливания 60 и 100 Вт на энергосберегающие мощностью 11 и 23 Вт, а также установку датчиков движения типа на сети освещения.

Но основное внимание следует уделить внедрению инноваций, направленных на исключение возможностей отключения объектов промыслов от электроэнергии [1]. Для этого целесообразно использовать микротурбинные и дизель-генераторные установки в качестве автономного источника электропитания на случай чрезвычайной ситуации. Эти варианты были оценены с продолжительностью жизненного цикла в 6 лет. При инвестициях в микротурбинные установки в размере 536 млн. руб., вложения в дизель-генераторы составили 489 млн. руб. Ввиду того, что микротурбинные установки и дизель-генераторы рассматриваются в качестве резервных источников с равными составляющими потерь от аварии, величина упущенной выгоды была принята одинаковой. Расчет производился исходя из среднесуточной добычи углеводородов и среднегодовой цены на них. Наибольший NPV (112 417 млн. руб.) был получен по микротурбинным установкам. Это объясняется, тем, что на единицу вырабатываемой ими электроэнергии приходится меньшая сумма эксплуатационных затрат, чем на электроэнергию, генерируемую дизель-генераторами, в связи с необходимостью закупки и доставки до месторождения топлива, а также уплатой штрафов за сверхнормативное сжигание попутного нефтяного газа.

В целом, предлагаемый комплекс инноваций позволит обеспечить экономию электроэнергии в размере и природного газа – 256 тыс. м<sup>3</sup>. Подобная экономия повысит рентабельность добычи на 0,14% и продлит жизненный цикл разработки месторождения.

### Литература

1. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Яценко И.А. Реализация современных энергосберегающих технологий в практической деятельности ОАО «Газпром». – Газовая промышленность, 2012. – № 10. – С. 86–89.
2. Еременко О.В. Инновации, направленные на увеличение продолжительности жизненного цикла и эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений в стадии падающей добычи. – Москва, 2017. – С. 65–71.
3. Еременко О.В. Инновационные решения в области автоматизации объектов энергопотребления нефтегазодобывающего предприятия. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, – 2017. – С. 211–213.



# 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 ТЭЖа 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. Т. 20. № 9 (116). – 84 с .
2. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011 – С. 34–40.
3. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / Суслов К.В., Конюхов В.Ю., Зимина Т.И., Шамарова Н.А. – Иркутск: ИрГТУ, 2014 – 230 с.

**Секция**  
Переработка и транспортировка  
нефти и газа

# ЭФФЕКТИВНЫЕ И ЭКОНОМИЧНЫЕ АНТИДЕТОНАЦИОННЫЕ ДОБАВКИ К ТОПЛИВАМ НА ОСНОВЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКИХ СМЕСЕЙ ЭФИРОВ ГЛИКОЛЕЙ

*Ситало А.В.<sup>1</sup>, Никулин Р.М.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «КНИТУ», Факультет нефти и нефтехимии

<sup>2</sup>ПАО «Газпром нефть»

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

E-mail: [sitaln@rambler.ru](mailto:sitaln@rambler.ru)

Технический уровень автомобильного парка определяет необходимый ассортимент и качество моторных топлив. В частности, качественный бензин – это бензин, который полностью отвечает всем требованиям двигателя и экологическому классу автомобиля.

Мировая тенденция улучшения экологических и эксплуатационных свойств автомобильных бензинов на сегодняшний день сводится, как правило, к применению многофункциональных добавок, главным образом, оксигенатов – спиртов, кетонов, эфиров, т. е. кислородсодержащих соединений. ГОСТ Р 51105-97, ГОСТ Р 51866-2002 «Бензин неэтилированный» и ГОСТ Р 54283-2010 предусматривают добавку оксигенатов ограниченного перечня, но с дополнением «другие оксигенаты». Использование оксигенатов придает особую актуальность и значимость поиску кислородсодержащих соединений, приемлемых в качестве антидетонационных добавок к бензину [1,2].

Цель и задачи исследований, результаты которых представлены в данной работе, заключались в выявлении возможности повышения детонационной стойкости бензина при одновременном снижении концентрации антидетонационной добавки в топливе. Объектом исследования являлась «активированная» ультразвуковым (акустическим) воздействием бензиновая фракция первичной перегонки нефти, не содержащая каких-либо присадок и добавок и имеющая температурный интервал начала и конца кипения 37–181<sup>0</sup>С [3].

В работе были исследованы следующие антидетонационные добавки: ацетон, анизол, этилцеллозольв, бутилцеллозольв, этилкарбитол и бутилкарбитол, а также их влияние на значения октановых чисел и коэффициента распределения детонационной стойкости (КРДС) прямогонной бензиновой фракции. В результате установлено, что ацетон, анизол, этилцеллозольв, бутилцеллозольв, этилкарбитол и бутилкарбитол могут добавляться в бензин. Для сравнения эффективности оксигенатов взят метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) – как эталон и базовая антидетонационная добавка. Исследуемые добавки дозировались в исходную бензиновую фракцию (ОЧМ/ОЧИ = 77,8/82,1 ед.) в интервале объемных концентраций от 0,25 до 1 % об. с шагом 0,25 % , а с 1 до 7 % об. с шагом 1 %.

Среди исследованных эфиров гликолей можно выстроить ряд в порядке возрастания по способности повышать ОЧИ:  $БЦ < ЭЦ < ЭК < БК$ . Если рассматривать предельно-допустимую концентрацию, т. е. введение добавок не более 5 % об., то ОЧИ бензина в ряду этих эфиров может быть увеличено от 91,4 ед. до 94,5 ед.

Обнаружено, что при совместном действии как этил- и бутилцеллозольвов, так и этил- и бутилкарбитолов обнаруживается неаддитивная зависимость изменения октановых чисел бензинов от соотношения соответствующих компонентов в смеси.

Представленная зависимость имеет бимодальный характер с ярко выраженными двумя экстремумами, указывающие на синергетические эффекты, при соотношениях (ЭЦ+БЦ):(ЭК+БК) 30:70 и 70:30, первое из которых позволяет повысить октановое число бензина до 93,3 ед., что на 0,9 ед. больше, чем ОЧ отдельных компонентов испытуемой

бинарной смеси. Второй экстремум находится в области соотношений 70:30÷80:20, при этом ОЧ=93,2 ед.

Таким образом, полученный высокооктановый бензин с октановым числом не менее 93 ед. (по исследовательскому методу) представляет интерес как компонент моторного топлива при компаундировании. Низкая концентрация композиционной добавки (1 % масс.) в бензине практически не влияет на изменение основных эксплуатационных характеристик моторного топлива, и главным образом на фракционный состав. Применение такой добавки является предпочтительной по сравнению с существующими антидетонационными присадками при решении важных экономических, технологических и экологических аспектов использования моторных топлив при эксплуатации двигателей современных автомобилей.

Экспериментальные исследования выполнены в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» при финансовой поддержке Минобрнауки РФ Соглашения № 14.577.21.0176 (УИ № RFMEFI57715X0176) на тему: «Новые физико-химические технологии в процессах сбора, транспортировки, подготовки и переработки продукции скважин высоковязких и тяжелых нефтей».

### Литература

1. Никулин, Р.М. Синергетические смеси на основе эфиров гликолей в качестве антидетонационных добавок к моторным топливам. – Москва, 2016. – 26 с.
2. Хамидуллин, Р.Ф. Технологичность, экологичность и экономичность оксигенатных добавок к моторным топливам / Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2015. – № 10. – 16 с.
3. Хамидуллин, Р.Ф. Увеличение выхода светлых дистиллятов при помощи активации нефтяного сырья – Москва, 2016. – 34 с.

# ОПТИМИЗАЦИЯ ИННОВАЦИОННОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

*Милованова В.В.<sup>1</sup>, Воронцов Д.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*

Замена дизельных генераторов на источники возобновляемой энергии в последние находят все большее применение в нефтегазовом производстве. В некоторых компаниях ВИЭ нашло свое применение, как источник электроснабжения оборудования магистральных нефтепроводов. Это актуально для компаний, которые работают в северных регионах России и на Дальнем Востоке, где доставка топлива осуществляется только в зимний период времени или на специальном гусеничном транспорте, что приводит к удорожанию топлива у конечного потребителя в 2–3 раза и в регионах, где обеспечить централизованное электроснабжение невозможно.

Разработан проект для одной из нефтяных компаний Восточной Сибири. Предлагается перевести дизельные-генераторы в резервные мощности энергии, а солнечно-ветровые установки сделать основным источником питания. Это решит несколько существенных вопросов: 1) уменьшение затрат на закупку топлива; 2) увеличение надежности электроснабжения; 3) уменьшение вредных выбросов в атмосферу; 4) соответствие политики государства в области энергосбережения и энергоэффективности и т. д. [2,3]

Расчет параметров был произведен в специализированном программно-вычислительном комплексе. Рассчитаны оптимальные мощности солнечно-ветровой установки, основные технико-экономические показатели проекта. 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.
3. Суслов К.В., Конюхов В.Ю., Змина В.Ю. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии – Иркутск: ИрГТУ, 2014 – 230 с.

# ПРОБЛЕМЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГАЗОПРОВОДА В ЯПОНСКОМ МОРЕ И В ЮЖНОЙ КОРЕИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

*Красников А.А., Капачинских Ж.Ю., Донхи Ли*

*Санкт-Петербургский горный университет  
Научный руководитель – д. г.-м. н., профессор, Крапивский Е.И.  
E-mail: anton.krasnikov.97@mail.ru*

В докладе рассматриваются проблемы и пути их решения при строительстве газопровода из России (Владивосток, о. Сахалин) в Японию и Республику Корею. Проблемы при строительстве связаны с сейсмической активностью Японского моря и глубокими впадинами, наибольшая глубина которой достигает 3742 м. [1,2].

Для обеспечения безопасности, предложено произвести укладку газопровода в виде «двойной змейки». Такая форма обеспечивает защиту трубопровода от разрушения при возникновении землетрясения. В отличие от известных методов укладки, газопровод в сейсмической зоне т. е. в зонах тектонических разломов, трубопровод как бы висит над дном моря, на расстоянии около 10 м.

Проблемы, которые связаны с газопроводом в Южную Корею имеет те же проблемы, что и газопровод в Японию и еще также имеются политические проблемы в этом регионе. Пути решения политической проблемы Южной Кореи с Северной Кореей связаны с прекращением государственных разногласий сторон, а также предложить Северной Корее газификацию ее природным газом [5].

Рассмотрены различные маршруты прокладки газопровода в Японию, особенность всех состоит в том, что глубина моря по каждому из маршрутов не превышает 1200 м. Необходимо обеспечить «обход» японской впадины (глубиной до 3742 м). Маршрут кроме того должен обходить опасные участки такие как тектонические разломы, зоны субдукции и центра спрединга. Так же были рассмотрены маршруты прокладки трубопровода из Владивостока в Южную Корею и из них был отмечен наиболее рентабельный маршрут строительства газопровода [4,6].

Имеется также проблема, связанная с привлечением инвестиций в этот проект. Сумма проекта газопровода в Японию, по расчетам японской стороны обойдется в \$ 6 млрд. (¥ 675 млрд). Для того чтобы заинтересовать инвесторов к этим проектам нужно чтобы инвесторы могли заработать в будущем на проекте, а, чтобы это сделать нужно чтобы трубопровод был надежным и при эксплуатации он не разрушился. Для этого мы предлагаем наши пути решения проблем, которые смогут заинтересовать не только Российскую Федерацию и Японию, но и также инвесторов [3].

## Литература

1. Топалов А. Газопровод из России идет в одном пакете с Курилами [Электронный ресурс]: «Газета.ru» – Электронная газета – Москва, 2016 – Режим доступа: <https://www.gazeta.ru/business/2016/12/16/10431503.shtml>.
2. Газопровод в Японию: газ из России будет 2.5 раза дешевле СПГ [Электронный ресурс]: «EurAsia Daily» – Электронная газета – Москва 29.03.2017 – Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2017/03/29/gazoprovod-v-yaponiyu-gaz-iz-rossii-budet-v-25-raza-deshevle-spg>.

3. Япония рассчитала дорогу к России [Электронный ресурс]: «Газета Коммерсантъ» – Электронная газета – Москва 22.03.2017 – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3248653>.
4. «Газпром» проложит газопровод в Японию? [Электронный ресурс]: «ГАЗЕТА ПРАВДА» – Электронная газета – Москва 08.06.2017 – Режим доступа: <https://www.pravda.ru/news/economics/08-06-2017/1337160-gazprom-0/>.
5. Южная Корея готова поддержать строительство газопровода из России [Электронный ресурс]: «Коммерсант.ru» – Электронная газета – Москва 06.07.2017 – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3344638>.
6. Самофалова О. Российский газ способен объединить две Кореи [Электронный ресурс]: «ВЗГЛЯД.РУ» – Электронная газета – Москва 06.07.2017 – Режим доступа: <https://vz.ru/economy/2017/7/6/877593.html>.

# ДОИЗВЛЕЧЕНИЕ СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ ИЗ МАЗУТА С ПОСЛЕДУЮЩИМ УЛУЧШЕНИЕМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ЭЛЕКТРОДЕПАРАФИНИЗАЦИЕЙ

*Рябцев К.Ю., Портнягин Н.Е., Чащин Е.М.*

*Тюменский индустриальный университет  
Научный руководитель – Семухин С.П., к.п.н.  
Email: Nikita.portel@yandex.ru*

На Сургутском ЗСК топлива производятся на установке моторных топлив (УМТ). С кубовым продуктом основной колонны К-1 («фракция >340°C») уходит около 50 % светлых фракций.

Выделить их путем подбора технологического режима или замены контактных устройств невозможно: отгонная часть колонны содержит 5 тарелок узкого диаметра 2 м (концентрационная часть содержит 42 тарелки диаметра 5 м), так как колонна проектировалась для ректификации более легкого сырья, без расчета на увеличение доли Ачимовского конденсата по сравнению с конденсатом валанжинских скважин Ямбургского месторождения.

На установке присутствует незадействованная колонна К-4 с обвязкой. Использование ее для извлечения дизельных фракций из кубового продукта К-1 позволяет увеличить производство дизельной фракции на УМТ на 27 % от текущего количества, согласно расчетам, проведенным в программе Aspen HYSYS. Результаты расчетов необходимых характеристик вспомогательного оборудования показывают, что реконструкция требует лишь замены рефлюксной емкости, насоса Н-30. Результаты расчета штуцеров показывают, что замены требует лишь штуцер вывода нижнего продукта. Геометрические параметры колонны соответствуют необходимым.

В связи с повышением количества производимого дизтоплива возникает вопрос о его подготовке.

Во-первых, необходимо очистить дизтопливо от нежелательных компонентов, таких как сера. Сделать это можно посредством или гидроочистки, или компаундирования с гидрогенизатом секции гидроочистки и каталитической депарафинизации дизельной фракции (секции 200), что является наиболее оптимальным вариантом, ввиду низких затрат и сравнительно малого содержания серы в исходном сырье.

Во-вторых, имеется необходимость депарафинизации, так как местонахождение завода требует соответствия топлива нормам на зимние и арктические сорта. Существующая установка каталитической депарафинизации имеет максимальную загрузку производственных мощностей, увеличение которых посредством реконструкции невозможно. Таким образом, необходимо спроектировать установку депарафинизации, которая оправдывала бы себя для подготовки сравнительно малых объемов дизтоплива.

Преимуществом электродепарафинизации является то, что она обеспечивает более низкие потери целевого продукта, чем каталитическая, а также не оказывает настолько существенного влияния на цетановое число, в связи с чем не требует дополнительных расходов на цетаноповышающие присадки. Побочный продукт – парафин-сырец – имеет широкую сферу применения [2].

Недостатком электродепарафинизации, препятствующим на данный момент ее внедрению в производственную практику, является высокая стоимость холодильного оборудования для данного процесса, потенциальная опасность при работе с высокими напряжениями.



В отличие от каталитической депарафинизации, сопряженно с процессом депарафинизации не осуществляется гидроочистка. Кроме того, возникает необходимость создания инфраструктуры по подготовке и сбыту парафина.

Тем не менее, ввиду общей простоты технологии, благоприятствующих температур Севера, разнонаправленного решения проблемы ресурсосбережения в условиях медленного истощения запасов нефти в России, технология может найти свое применение в некоторых случаях и имеет определенные перспективы [2].

Каталитическая депарафинизация, хотя и является наиболее перспективной и признанной технологией наряду с гидроизомеризацией, имеет на порядок более сложную технологическую схему, чем электро-, для которой в рассматриваемом случае требуется лишь электродепарафинизатор и вспомогательное оборудование. В связи с этим более целесообразным представляется для подготовки дополнительных объемов дизтоплива использовать именно электродепарафинизацию.

На опытной установке, моделирующей в ключевых чертах реальный процесс, был проведен ряд опытов по подбору наиболее подходящих присадок, способствующих максимальному выходу депарафинизированного дизтоплива.

Таким образом, капитальные вложения по второй части проекта включают в себя главным образом затраты на оборудование для облагораживания дизтоплива (электродепарафинизация) и парафина-сырца. Первая часть проекта по введению в эксплуатацию колонны К-4 имеет малые капитальные вложения и краткосрочный период окупаемости, а потому доходы от продажи дополнительных объемов дизтоплива способны компенсировать общие вложения в проект. Планируется составить смету и детально обосновать экономическую эффективность данного проекта. В результате его осуществления будет увеличена глубина переработки поступающей на завод нефтегазоконденсатной смеси.

## Литература

1. Камешков, А.В. Получение дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами. – Санкт-Петербург, 2015. – 60 с.
2. Агаев, С.Г. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 145 с.

## 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.

2. Хамидуллин Р.Ф., Харлампида Х.Э., Никулин Р.М., Ситало А.В., Шараф Ф.А. Увеличение выхода светлых дистиллятов при помощи активации нефтяного сырья. – Москва, 2016. – 34 с.

3. Ялышев Ю.Р., Ситало А.В., Хамидуллин Н.Н. Использование волновой обработки для увеличения выхода светлых концов. Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». – Альметьевск, 2016. – 223 с.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММЫ ASPEN HYSYS

*Соколов Д.Д.*

*Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет*

*Научный руководитель – Солодова Н.Л., к.х.н.*

*Email: Danil.Sokolov@mail.ru*

Каталитический риформинг – один из крупнотоннажных процессов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, обеспечивающий получение высокооктанового компонента автомобильных бензинов, ароматизированного концентрата для производства индивидуальных моноциклических ароматических углеводородов и технического водорода, который обеспечивает, примерно на 50 %, потребность гидрогенизационных процессов в водороде. Высокое октановое число бензинов риформинга связано со значительным содержанием в них ароматических углеводородов, которое достигает 60 % массовых.

В связи с ужесточением экологических требований к бензинам содержание их в топливах класса 5 не должно превышать 30 %, а бензола 1 %. В России около 50 % бензинового фонда приходится на бензин риформинга, снизить в нем содержание ароматики и получить бензины, соответствующие евростандартам можно на стадии компаундирования, а для этого необходимо развивать процессы, в которых получаются высокооктановые, но не ароматические соединения – алкилирование, изомеризация и т. д.

Ограничение содержания ароматики в бензинах привело к тому, что в некоторых странах (в основном в Западной Европе) установки риформинга топливного направления переводят на производство ароматических углеводородов, то есть на работу по нефтехимическому варианту, однако даже в таком случае содержание риформата в автобензинах Западной Европы и США не менее 30 %, что позволяет заключить, что каталитический риформинг еще в течение длительного времени сохранит свою роль и в получении топлив, и нефтехимического сырья. Хотя требования экологического законодательства и современного автомобилестроения, связанные со снижением в топливах для автотранспорта ароматических углеводородов, вызывает необходимость изменения технологии производства компонентов топлив и балансов их компаундирования [1,2].

Для НПЗ России актуальна проблема по уменьшению содержания суммарной ароматики и бензола при минимальной потере октанового числа. Поиск решения этой проблемы может упростить кинетическая модель процесса. С точки зрения описания кинетики процесс риформинга очень сложен. Ряд особенностей процесса сильно усложняют кинетику.

К таким особенностям относится тот факт, что процесс ведется с применением бифункциональных катализаторов, обуславливающее протекание большого количества различных реакций, требующих наличия как кислотных, так и металлических активных центров. При этом превращение одного углеводорода в другой часто происходит с участием как кислотных, так и металлических активных центров. В условиях риформинга протекают как обратимые, так и необратимые реакции.

Для упрощения описания кинетики не рассматривают стадии образования промежуточных веществ, отсутствующих в составе риформата, и реакции принимаются одностадийными. Обычно рассматриваются следующие реакции: дегидрирование нафтендов до ароматических углеводородов, реакции циклизации парафинов, реакции крекинга парафинов, крекинг алкильных заместителей нафтендов и ароматических углеводородов, реакции изомериза-

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.

## СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ХОЛОДА ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

*Телепко А.С., Спиридонова А.П.*

*Санкт-Петербургский Горный университет  
Научный руководитель – Крапивский Е.И. профессор,  
доктор геолого-минералогических наук)  
E-mail: helen-239@mail.ru*

Одна из немаловажных задач экономики России – разработка и реализация энергосберегающих технологий, позволяющих наиболее эффективно использовать как первичные, так и вторичные энергоресурсы [1]. В нефтегазовой промышленности имеются процессы, в которых потенциальная энергия давления углеводородных газов либо полностью теряется при расширении, либо утилизируется с минимальной эффективностью. Возможным путем решения этой проблемы является генерация холода для технологических целей с более высоким КПД, чем дросселирование.

Дросселированием называется эффект падения давления рабочего вещества при протекании его через сужение в канале сопровождающееся изменением температуры.

При функционировании газоснабжающих систем на ГРС производится снижение давления транспортируемого природного газа от 7,5 до 1,2 МПа, а на газораспределительных пунктах ГРП – от 1,2 до 0,2 МПа. Для использования физической энергии газа, получаемой на ГРС и ГРП, вместо традиционных дроссельных устройств целесообразно использование детандер-генераторных агрегатов. При их использовании получается не только пониженное давление, но и электроэнергия.

Турбодетандер представляет собой газовую турбину, которая работает на перепаде давления газа. Принцип действия турбодетандера основан на расширении газа в рабочем колесе. Газ отдает энергию, за счет чего происходит понижение температуры. Отданная газом энергия может эффективно использоваться для сжатия газа в дожимающем компрессоре или для выработки энергии в электрогенераторе.

Одним из способов генерации холода за счет избыточного давления технологического газа, которое безвозвратно теряется при дросселировании, является использование вихревых установок на базе вихревых труб. По термодинамической эффективности вихревые трубы занимают промежуточное положение между дросселем и детандером.

Хранение и транспортировка природного газа в виде гидратов рассматривается в настоящее время в качестве альтернативной технологии газификации для удаленных от газопроводов населенных пунктов. Газоснабжение населенных пунктов является одной из актуальных проблем их жизнедеятельности.

Газогидраты – относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Они представляют собой молекулярные соединения воды и метана, существующие при низких температурах и высоком давлении.

Природные гидраты могут формировать скопления или находиться в рассеянном состоянии. Они встречаются в местах, сочетающих низкие температуры и высокое давление, таких как глубоководье (придонные области глубоких озер, морей и океанов) и зона вечной мерзлоты (арктический регион). Глубина залегания газогидратов на морском дне составляет 500-1500 м, а в арктической зоне – 200–1000 м. Морские направления поиска в России сосредоточены в Охотском, Беринговом, Черном морях и на озере Байкал [2]. Среди центров изучения газогидратов в России можно отметить МГУ, Сибирское отделение РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Университет нефти и газа им. Губкина.

На российском севере, где добывают природный газ, холодно и влажно, а применение нанотехнологий снижает энергозатраты на перевод газа в газогидратную форму. Поэтому значительный интерес представляет перевод газа в газогидратное состояние и торговли им в таком виде. При этом расширятся возможности экспортного потенциала российского газа, можно реализовать беструбную газификацию России.

Содержание метана в гидратах очень высоко: из одного кубометра (в стандартных условиях) можно получить более 160 м<sup>3</sup> [3]. Для их перевозки не требуются сложные криогенные технологии. Кроме того, для транспортировки газовых гидратов можно использовать стандартные технологии перевозки рефрижераторных морских грузов.

Наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии. Затраты на морскую транспортировку газовых гидратов оцениваются в 60 % от затрат на транспортировку СПГ. При создании газогидратного судна могут применяться конструктивные решения для ледовых сухогрузных судов. Однако предстоит разработать требования к судну по транспортному хранению и обеспечению грузовых операций, регламенты по безопасной морской транспортировке газовых гидратов.

Таким образом, наиболее эффективным способом является совместное использование понижения давления на ГРС, детандеров и вихревых труб. Что позволит использовать охлажденный с -100<sup>0</sup>С до -160<sup>0</sup>С газ для технологических целей и получения сжиженного природного газа. При этом использовать морской транспорт газа. Применение газогидратной технологии будет экономически выгодным, начиная уже с расстояния 1000 км. А поскольку газогидрат содержит в своем составе не только газ, но и воду, то это делает газогидратную технологию более безопасной.

### Литература

1. Бетлинский В., Жидков М., Овчинников В., Жидков Д. Экспериментальное исследование термодинамической эффективности регулируемой вихревой трубы на природном газе. – Москва, 2009 – 233 с.
2. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов – источник углеводородов будущего. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 287 с.
3. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Инновационные технологии освоения месторождений газовых гидратов. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.

## ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

*Куликов А.С.*

*Омский государственный технический университет*

*АО «Транснефть – Западная Сибирь»*

*Научный руководитель – Мызников М.О., к.т.н.*

*Email: kulikov\_artuom@mail.ru*

Энергоресурсосбережение является одной из приоритетных и непростых задач. Умение оптимально использовать энергетические ресурсы позволяет достичь наилучших показателей деятельности компании. Основная доля расходов на транспортировку углеводородов по трубопроводам, в частности, нефтепродуктов, связана со значительным потреблением энергии [1]. В условиях увеличения объемов перекачки нефтепродуктов потребление энергии растет, и задача энергоресурсосбережения становится еще более актуальной.

Согласно государственной программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности, энергосбережение – это реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

Существует ряд мероприятий, направленных на снижение энергопотребления, таких как: замена и капитальный ремонт насосного оборудования [2]; повышение КПД электродвигателей после проведения капитального ремонта; применение противотурбулентных присадок; очистка внутренней полости трубопроводов и фильтров грязеуловителей и др. Однако, стоит заметить, что все эти мероприятия имеют своей целью только снижение потребления энергетических ресурсов. При решении задачи энергоресурсосбережения необходимо также учитывать затраты денежных ресурсов. Нередко оказывается так, что стоимость проведения мероприятия намного превосходит полученный эффект, даже если этот эффект достигнут в полной мере.

В настоящее время наибольший положительный эффект при решении задачи энергоресурсосбережения достигается путем оптимального планирования режимов работы магистральных трубопроводов. Оптимальное планирование заключается в определенном подборе компонентов, в роли которых выступают: географическое положение трубопровода и его геометрические характеристики, характеристики насосно-силового оборудования, взливы резервуаров, температура [3] перекачиваемых жидкостей с разными физическими свойствами и их расположение в трубопроводе, концентрация ввода противотурбулентных присадок [4], тарифные ставки на покупку электроэнергии и многое другое. Компоненты определяют технологический режим перекачки, который характеризуется рядом параметров: производительностью, давлением, энергопотреблением и стоимостью работы на этом режиме. В процессе транспортировки один или несколько компонентов изменяют свои значения, вследствие чего получается ряд технологических режимов. Зная энергопотребление каждого режима и эксплуатационную стоимость работы на этом технологическом режиме можно определить оптимальный набор режимов. При определении оптимального набора следует принимать во внимание, что в силу большой протяженности магистральный трубопровод может пролегать в нескольких энергозонах с различной стоимостью электроэнергии. Вследствие этого оптимальный по энергопотреблению набор режимов может оказаться неоптимальным по затратам денежных средств. При этом возникает необходимость использования энергетиче-



ческого и стоимостного критериев оптимизации режимов [5].

Таким образом, энергоресурсосбережение при транспортировке нефти и нефтепродуктов достигается решением многокритериальной оптимизационной задачи, результатом которого является определенный набор технологических режимов. Решение данной проблемы рассмотрено на примере эксплуатации одного из технологических участков АО «Транснефть-Западная Сибирь».

### Литература

1. Мызников М.О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов. – Омск, 2017 г – 163 с.
2. Беккер Л.М., Штукатуров К.Ю. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом. – Москва, 2013. – 33 с.
3. Дидковская А.С., Лурье М.В. Итерационный алгоритм гидравлического расчета неизотермической перекачки нефти. – Москва, 2016. – 55 с.
4. Куликов А.С. Учет температуры нефтепродуктов и концентрации противотурбулентной присадки при планировании последовательной перекачки. – Омск, 2017 – 155 с.
5. Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках. – Москва, 2013. – 39 с.

# ПРИМЕНЕНИЕ ДИСКРЕТНОЙ МОДЕЛИ РОСТА ТРЕЩИНЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ

*Нахлесткин А.А.*

*Омский государственный технический университет*

*АО «Транснефть – Западная Сибирь»*

*Научный руководитель – Вансович К.А., к.т.н*

*Email: nakhlestkin95@mail.ru*

Для уменьшения числа аварий на магистральных трубопроводах необходимо эффективно оценивать остаточный ресурс трубопроводов. Знание остаточного ресурса позволяет оптимизировать стратегию эксплуатации и уменьшить затраты на текущий и капитальный ремонт трубопроводов [1].

Как показывает анализ большого числа аварий, наиболее опасными в трубопроводах являются продольные трещины, развитие которых обеспечивается образованием концентраторов напряжений, главным образом кольцевыми напряжениями от внутреннего давления в трубопроводе [2]. Наличие концентраторов напряжения, которые в процессе эксплуатации станут усталостным дефектом, создают следующую проблему: выдержит ли труба действующие на нее переменные нагрузки.

Усталостное разрушение трубопровода связано с циклически изменяющейся нагрузкой (1):

В процессе эксплуатации трубопровод испытывает переменные циклы нагружения, включая пиковые нагрузки. Трубопровод испытывает не постоянные циклы нагружения [3]. В связи с этим возникает проблема оценки безопасной эксплуатации участка трубопровода с дефектом, поскольку трещина распространяется с нестабильной скоростью.

Следует учесть, что разрушение происходит впереди фронта распространения трещины. В ходе данной работы было выявлено, что формула для определения скорости роста усталостных трещин, основывается на определении изменения величины напряжений за цикл нагружения впереди фронта трещины (3):

По завершению цикла нагружения после разгрузки, трубопровод возвращается в «исходное состояние», но в нем, в области несквозной трещины, возникают остаточные напряжения, которые оказывают различное влияние на развитие дефектов трубопровода. Торможение или ускорение скорости роста усталостной трещины при переменных амплитудах нагрузок обуславливается механизмом распространения трещины. В вершине трещины исследуется напряженное состояние и определяется коэффициент изменения напряжений за каждый цикл нагружения с учетом остаточных деформаций, полученных на предыдущих циклах нагружения.

Если возникают сжимающие остаточные напряжения в вершине трещины, то скорость роста трещины уменьшается. И наоборот, если возникают растягивающие остаточные напряжения в вершине трещины, то скорость роста трещины увеличивается.

Предложенная модель роста усталостных трещин позволяет предсказывать развитие дефектов в стенке трубопровода, обнаруженных методами неразрушающего контроля, и выполнять оценку остаточного ресурса при реальных циклах его нагружения.

Оценка дальнейшего развития усталостного дефекта может быть выполнена в модели на основе данных, полученных от АО «Транснефть-Диаскан».

## Литература

1. Мурзаханов Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов. – Москва, Изд-во Независимого института нефти и газа, 2005. – 70 с.
2. Мурзаханов Г.Х., Скрепнюк А.Б. Оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов по моделям механики разрушения. Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – Москва, 2005 – 44 с.
3. Чепурной О.В., Мызников М.О., Бесеция Д.С., Вансович К.А., Суриков В.И. Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – Москва, 2015 – 39 с.

## РАЗЖИЖЕНИЕ АСФАЛЬТОПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ

*Секачев А.Ф., Яковлев А.Е., Фицнер А.Ф.*

*Омский государственный технический университет*

*Email: Seka4ev\_andrei@mail.ru*

В настоящее время по объему переработки и добычи нефти Россия занимает одно из лидирующих мест. В России сформирована инфраструктура транспортных мощностей и разветвленная сеть хранилищ нефтепродуктов, таким образом, проблема зачистки основного фонда хранения стоит достаточно актуально.

Эксплуатации резервуара осложняется тем, что со временем на дне и стенках резервуара накапливается трудно удаляемый осадок. Плотные вязкие массы или твердые образования распределяются неравномерно по площади резервуара, препятствуют движению углеводородного сырья, наибольшая толщина создается в участках, удаленных от приемораздаточных патрубков. Это приводит к тому, что сокращается полезная емкость резервуара и могут возникнуть проблемы в ходе его эксплуатации. Ремонтные работы, проверка технического состояния требуют обязательной отчистки емкости. Таким образом, очистка резервуаров от донных отложений является острой проблемой. Для решения данной проблемы разрабатывается нагревательный модуль сверхвысокочастотного излучения (НМСВЧ). Использование СВЧ энергии для нагрева углеводородов исследовалось в статье [1].

Существующие технологии по очистки резервуаров имеют ряд существенных недостатков, таких как: работа персонала для удаления осадка вручную, что представляет опасность для здоровья людей; большой расход электроэнергии на подогрев воды для размыва донных отложений; большие затраты на парообразование и большие потери тепла при прогреве внутренней полости резервуара; высокие затраты на моющие средства при химико-механизированной очистке; необходимость в утилизации водонефтяной эмульсии и растворов моющих средств; большие потери от испарений легких фракций. Разрабатываемая технология позволит проводить отчистку при помощи СВЧ, в [2] приведен ряд экспериментов, в ходе которых было установлено, что СВЧ воздействия является эффективным методом, при котором происходит деструкция молекул. Таким образом мы избежим ручной очистки резервуара и сократим время удаления осадков, так как предполагается его разжижение с последующей откачкой насосами. Не возникает необходимость в фильтрации нефтеотходов, так как откачиваемую жидкость можно транспортировать трубопроводным транспортом. Использование воды предполагается только на стадии промывки внутренней поверхности резервуара либо полностью исключается.

Технология для разжижения донных отложений резервуара, разрабатываемая в рамках нашей студенческой научно-исследовательской лаборатории, основывается на использовании системы нагревательных модулей сверхвысоких частот (НМСВЧ). Основными преимуществами нагрева сверхвысокочастотным излучением являются: объемный нагрев, высокая скорость нагрева, контролируемость распределения температурных полей, высокий коэффициент преобразования СВЧ энергии в тепловую и экологичность [3].

Разрабатываемый модуль может быть использован для ряда других задач, таких как транспорт высоковязких нефтей, подогрев природного битума, переработка нефтешлама, работа в условиях Крайнего Севера. В [4] описана методика нагрева транспортируемого по трубопроводам сырья с использованием устройства ввода и волновода. Использование маг-

нетронов в НМСВЧ определяет ресурс работы устройства порядка 15000 часов с КПД 75–80 %, что является показателями для многократного и эффективного использования модуля.

### Литература

1. Бахонина Е.И. Подготовка к утилизации углеводородсодержащих отходов с применением микроволн. – Баш. хим. ж., 2006 – 72 с.
2. Джандосова, Ф.С. Использование СВЧ-излучения в процессе глубокой переработки нефти и нефтепродуктов на основе технологии радиационно-волнового крекинга. – Москва, 2014 – 182 с.
3. Челинцев С.Н. Исследование воздействия микроволнового излучения на свойства высоковязких нефтей с целью повышения эффективности их транспортировки – М.: 2017. – 70 с.
4. Морозов Н.Н. Микроволновый разогрев нефтепродуктов в трубопроводах. – Мурманск, 2010 – 974 с.

**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: tritruong.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 кернa 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, извискловитый, 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 паро- нефтяного 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 Нужина, 1/37  
тел. (843) 233-73-59, 233-73-28