

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

*Сборник научных трудов
XIII Международного научно-технического конгресса
студенческого отделения общества инженеров-нефтяников –
Society of Petroleum Engineers (SPE)*

WEST-SIBERIAN PETROLEUM CONGRESS

*The book of science papers of 13th International Science-Technical Congress
of IUT SPE Student Chapter*

Тюмень
ТИУ
2019

УДК 622.32
ББК 33.36
З-301

Ответственный редактор:
Д. А. Пезин
Редакционная коллегия:
Д. С. Черкасов

3-301 Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс = West-Siberian petroleum congress: сборник научных трудов XIII Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / отв. ред. Д. А. Пезин; ТИУ. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 285 с. – Текст: непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2171-7

В данном сборнике приведены статьи и тезисы ученых, работников нефтегазовой отрасли и студентов нефтегазовых вузов разных стран, участвующих в XIII Международном научно-техническом конгрессе «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс». Сборник посвящен проблемам разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, бурения скважин и скважинных операций, транспортировки и переработки нефтепродуктов и др.

This book contains work papers of scientists, professionals and students of oil and gas industry from different countries participating in 12th International science-technical congress “West-Siberian petroleum congress”. The edition is dedicated to the study of a wide range of issues such as development and exploitation of oil, gas and gas condensate fields, drilling and completions, oil and gas transportation and refining, etc.

УДК 622.32
ББК 33.36

ISBN 978-5-9961-2171-7

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

БУРЕНИЕ

Отход кремниевого производства как добавка к цементному раствору

Зими́на Д.А.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Целью работы являлось исследование влияния отхода кремниевого производства на структурообразование цементного камня, а также получение цемента с повышенными прочностными свойствами.

Микрокремнезем успешно внедряется в производство строительного бетона для получения долговечного крепкого камня. Практические исследования показали, что 1 кг наносилики обеспечивает прочность аналогичную как при использовании 5 кг стандартного портландцемента. Высокие характеристики микро- и нанокремнезема улучшают такие свойства цементного камня, как прочность, износо- и морозостойкость, а также значительно снижают проницаемость. [1]

Микрокремнезем – отход от получения кремния, нанодисперсный материал, которой представляет собой диоксид кремния с примесями. Согласно американскому стандарту по использованию микрокремнезема *ASTM C 1240* содержание диоксида кремния (SiO_2) в микрокремнеземе должно составлять не меньше 85%. Из таблицы 1 видно, что наибольшую массовую долю представленной наносилики составляет SiO_2 - не менее 98 %.

Таблица 1

Химический состав концентрата на основе диоксида кремния

Наименование вещества	Массовая доля, не меньше, %
SiO_2	98
CaO	0,3
K_2O	0,3
Na_2O	0,2
Al_2O_3	0,3
MgO	0,2
H_2O	0,3

Получение кремния в металлургии в данный момент неразрывно связано с образованием большого количества пылевых отходов (к примеру, выход отхода микрокремнезема при производстве кремния варьируется от 50 до 1000 кг на 1 тонну получаемого кремния). Ежегодно при получении металлургического кремния образуется около 35 тысяч тонн мелко- и нанодисперсной пыли, которая отправляется на шламовые поля на долгосрочное хранение, что говорит о повышенном экологическом

вреде, в связи с недостаточной эффективностью утилизации и низким качеством очистки отходящего газа.

Размер частиц рассматриваемой кремниевой пыли в процентном соотношении позволяет сделать выводы о том, что данный микрокремнезем представляет собой конгломераты твердых частиц, имеющие размеры от субмикронных до десятков микрон. Исследуемая кремниевая пыль относится к смешанному типу, со сложным фазовым и химическим составом. На рисунке 1 представлена фотография микросилики с микроскопа, которая дает нам представление о разнообразии гранулометрического состава микрокремнезема.



Рисунок 1. Частицы микросилики под микроскопом

Так как микросилика является пуццолановой добавкой с мелким гранулометрическим составом, при смешивании её с цементным раствором создаются условия для перехода непрочной гидроокиси кальция в кристаллический гидрат силиката кальция, который впоследствии создает условия для увеличения прочности цементного камня, а неравномерные мелкие частицы заполняют пространство, освобождаемое водой. Увеличивающаяся в связи с этим плотность повышает как прочность, так и долговечность камня, а также его водонепроницаемость камня. В сравнении с добавками полых алюмосиликатных микросфер и вспученным перлитом добавка микросилики показала наилучший результат по прочности и по водоотдаче. [2]

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- при добавлении в состав микросилики более 15% происходит растрескивание материала и дальнейшие его исследования не целесообразны;
- добавление в раствор микросилики в количестве 10-12% увеличивает прочность цементного камня на сжатие и изгиб в 1,5 раза;
- рекомендуется использовать микросилику в составе цементного раствора в совокупности с пластификатором.

Библиографический список

1. Булатов, А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин / А. И. Булатов. – Москва: Недра, 1977. – 325 с.
2. Мерзляков, М. Ю. Применение тампонажных растворов с включением полых микросфер при креплении скважин в криолитозоне / М. Ю. Мерзляков, А. А. Яковлев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 5. – С. 370-376.

Научный руководитель: Двойников М.В., канд. техн. наук, доцент.

Анализ зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора на месторождении Западного Казахстана

Султан С.К

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет

им.Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

На сегодня нефтегазовая индустрия является основной частью экономики таких стран СНГ, как Россия, Казахстан и Азербайджан, которые имеют значительные запасы нефти и газа. Для многих месторождение основной задачей является проводить бурение скважин с большой эффективностью. Основной целью исследование было изучения зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствор на месторождении расположенного на Западе Казахстана. Плотность, вязкость и показатель фильтрации являются основными характеристиками бурового раствора. В ходе исследование было рассмотрено влияние каждого показателя на эффективность скорость бурения скважин.

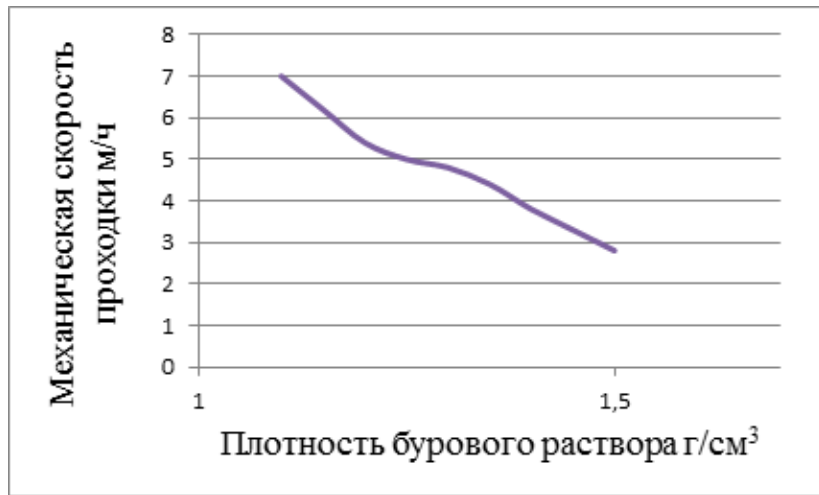


Рисунок 1. Зависимость механической скорости от плотности бурового раствора

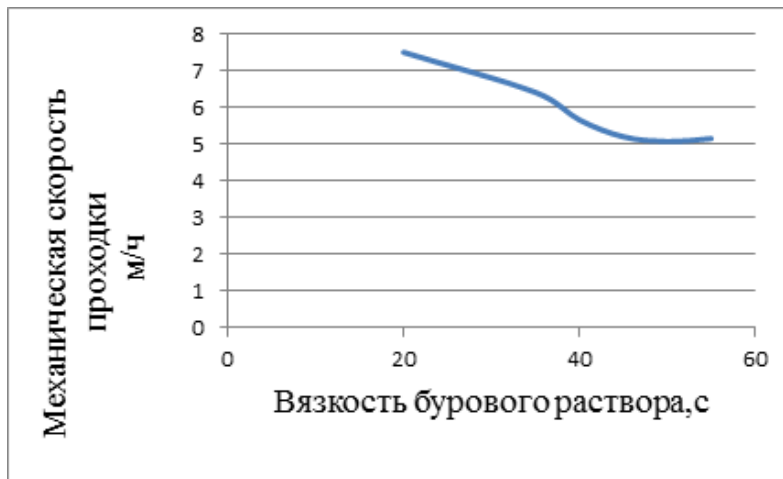


Рисунок 2. Зависимость механической скорости от вязкости бурового раствора.

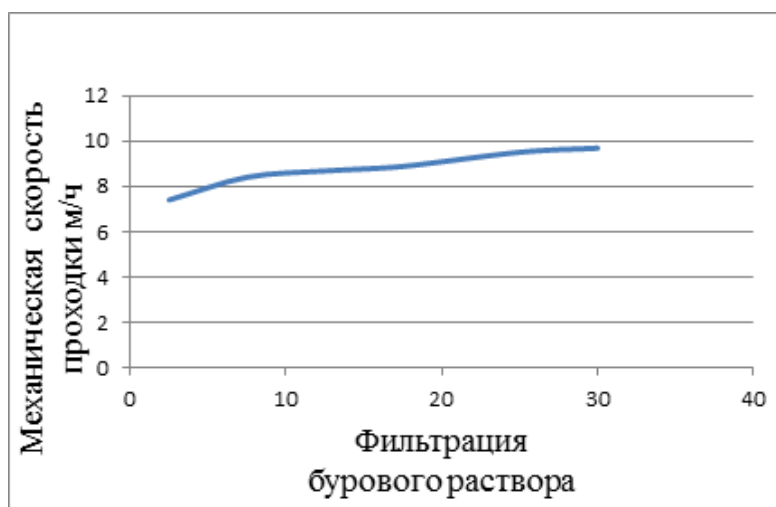


Рисунок 3. Зависимость механической скорости от фильтрации бурового раствора

На основании анализа графиков можно заключить следующие выводы:

1) Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывает плотность бурового раствора. На рисунке 1 представлен график зависимости бурового раствора. В результате исследование с увеличением плотности бурового раствора механическая скорость понизилась в 2,5 раза. В мировой практике для увеличения плотности бурового раствора можно добавить любое вещество, которое имеет большую плотность, чем вода, и не оказывает отрицательного влияния на остальные свойства раствора.

2) С увеличением условной вязкости бурового раствора, как показано на рисунке 2 отмечается отрицательный всеобщий эффект бурения: понижается механическая скорость в 1,45 раз менее существенно, чем плотность, увеличиваются потери давления в кольцевом пространстве скважин.

3) По мере увеличение показателя фильтрации бурового раствора увеличивается механическая скорость проходки (7,4-9,6 м/ч²), как показано на рисунке 3. Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени. Показатель фильтрации влияет на свойство горных пород.

Библиографический список

1) Басарыгин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – 2000. – С. 639-647.

2) Дмитриев, А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие / Дмитриев, А. Ю. – Томск: ТПУ, – С. 208-216.

Научный руководитель: Исмаилова Д.А., канд. техн. наук, лектор.

Способы бурения в условиях многолетней мерзлоты

Иванов В. В., Никифоров Н. В.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Многолетняя мерзлота (многолетняя криолитозона, «вечная мерзлота», многолетне-мёрзлые породы) — это часть криолитозоны, характеризующаяся отсутствием периодического протаивания.

Многолетнемерзлые породы распространены в основном на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, занимая общую площадь 10 млн. км², что составляет более половины всей территории России. Многолетнемерзлые породы также распространены на значительной территории Аляски и части территории Канады. Долгое время считалось, что максимальная глубина ММП составляет 600-700 м.

Однако в северо-западной части Якутии бурением было установлено распространение ММП до глубины 1400 м. В районе расположения крупнейших месторождений ОАО «Газпром» (Уренгойского и Ямбургского) глубина ММП в среднем составляет 500-600 м.

Основными характеристиками ММП, от которых зависит степень осложнения условий строительства скважины, являются категория распространения (сплошное, прерывистое, островное), вид криогенной структуры (массивная, слоистая, сетчатая) и степень льдистости. Вопрос льдистости ММП изучен наименее всего, составлены лишь общие представления. Например, известно, что в Тюменской области льдистость ММП в интервале 0-30 м составляет 40-60%, причем наибольшая льдистость соответствует глубине 30-50 м.

По вертикали ММП подразделяются на три слоя:

1. Слой сезонного оттаивания и промерзания мощностью до 5 метров. Температура слоя колеблется от плюсовой (среднелетней), до наиболее низкой минусовой (среднезимней). В результате сильных изменений (фазового состояния) этого слоя отмечаются сезонные пучения и осадки грунтов.

2. Слой годовых колебаний температур мощностью до 30 метров. Как правило, этому слою присуща наибольшая льдистость, постоянство отрицательных температур в нижней части слоя (до минус 4-5°C) и сезонные колебания отрицательных температур в основной части слоя от 0°C до минусовых температур, тяготеющих к среднезимним.

3. Многолетнемерзлая толща (вечная мерзлота). Характеризуется постоянством отрицательных температур, не зависящих от сезонных колебаний температур на дневной поверхности. Наиболее низкие температуры обычно характерны для верхней части толщи (до минус 4-5°C). По мощности эта толща составляет основную и наибольшую часть разреза многолетней мерзлоты.

В составе ММП может находиться незамерзающая вода с различной степенью минерализации. Количество этой воды зависит от температуры, вещественного состава и солености. Например, считается, что тонкодисперсные мерзлые глины могут содержать незамерзшую воду даже при температуре минус -50°C.

На сегодняшний день, объемы буровых работ в районах с многолетней мерзлотой увеличиваются в несколько раз. Большая часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в условиях многолетней мерзлоты, что накладывает свой отпечаток на процессы бурения. Бурение в условиях многолетней мерзлоты отличается

В большинстве случаев для проведения геологических работ используют специальную буровую установку, которая адаптирована для эксплуатации в этих условиях.

Строительство и эксплуатация скважин в районе распространения вечномерзлых пород приводят к нарушению их термического режима, следствием которого являются серьезные осложнения, такие как кавернообразование при бурении под кондуктор, низкое качество цементирования, неустойчивость приустьевых площадок в период бурения и эксплуатации скважин, разрыв и смятие колонн при их простое и т. п.

Особенности эксплуатации оборудования. Высокая твердость породы представляет собой один из основных негативных факторов при проведении бурильных работ в условиях вечной мерзлоты. Это отрицательно сказывается на рабочем ресурсе инструментов, которые применяются в процессе бурения.

Существуют различные способы бурения скважин. Шнековое бурение. Для бурения песчаных скважин чаще всего применяется шнековое бурение. Бурение производится при помощи шнека: разрушаемая буром порода выносится вверх лопастями шнека – стальной ленты, навитой на буровую штангу. Внешне шнек напоминает штопор или ледобур используемый рыбаками. Бурится песчаная скважина шнековым методом 1 – 2 дня, так что вода в вашем доме может появиться в рекордно короткие сроки, буквально через несколько дней после обращения в буровую компанию. Шнековый способ бурения экономичен, однако у него есть существенный недостаток: при встрече шнека с подземными валунами могут возникнуть проблемы. Этот способ эффективен при сооружении неглубоких скважин (до 50 м) в мягких песчано-глинистых грунтах. Производительность бурения скважины шнековым методом при использовании самоходных установок – до нескольких десятков метров за смену.

Роторный способ бурения. Для бурения глубоких скважин используют обычно роторный способ бурения. Это наиболее распространенный способ бурения, составляющий до 80 процентов общего объема буровых работ. При этом способе бурения скважин порода разрушается при помощи вращающегося бура. Ротор, расположенный на поверхности, с помощью колонны бурильных труб передает вращение на бур. Использование долот различного диаметра дает возможность производить бурение внутри обсадных труб. При осыпающихся грунтах во избежание обрушения стенок скважины и для перекрытия верхних водоносных горизонтов, в нее опускают обсадную трубу и дальнейшее бурение производят внутри обсадной трубы долотом меньшего диаметра. После чего в скважину опускают следующую обсадную колонну, затем эксплуатационную колонну, которая будет находиться в водоносном слое. Бурение производится различными долотами диаметром от 76 до 215 мм, начиная с большего. Этот метод позволяет разрушать даже включения

подземных скальных пород. После прокачки до визуально чистой воды скважина может считаться готовой к эксплуатации. Через 2 – 3 недели необходимо произвести анализ воды из скважины, когда химический состав воды стабилизируется. Этот способ бурения более пригоден для бурения артезианских скважин (скважин на известняк). Бурение глубоких скважин обычно производится буровыми передвижными установками на базе ЗИЛ, МАЗ и др. гидравлическим методом с последующей промывкой буровым раствором. Производительность бурения при использовании роторного способа – около 10 метров в смену.

Колонковый способ бурения. Колонковый способ бурения малораспространен вследствие небольшого диаметра забойного инструмента (до 151 мм), что ограничивает возможности оборудования скважин фильтрами нужного диаметра и соответствующим водоподъемным оборудованием. Чаще всего его применяют при бурении разведочных скважин большой глубины и бурении бесфильтровых скважин в скальных трещиноватых породах, а также артезианских скважин. Впоследствии скважины, пробуренные колонковым способом могут расширяться долотами для получения необходимого диаметра скважины. Особенность колонкового способа бурения состоит в том, что вращающийся бур в форме кольца разрушает породу только по краям забоя. Разрушенная порода вымывается нагнетаемой в колонну буровых труб с помощью насоса промывочной жидкостью. Внутренняя часть, так называемый керн, остающийся внутри труб, периодически поднимается на поверхность. Колонковое бурение скважин производится установками ряда УКБ, а также станками ЗИФ-1200МР, ЗИФ-650М. Основная часть станков для колонкового бурения – это самоходные установки, что является основным преимуществом колонкового бурения.

Ударно-канатный способ бурения. Метод ударно-канатного бурения скважины – это самый простой способ бурения, заключающийся в поднимании и опускании над забоем специального бурового долота, разрушающего породу. Разрушенная порода удаляется впоследствии с помощью желонки. Канатно-ударные буровые установки позволяют осуществлять буровые работы в любых породах, чаще всего каменистых. Глубина бурения ударно- канатным методом может составлять 100 и более метров.

Комбинированный способ бурения скважин. Комбинированный способ бурения скважин применяется при сложных гидрогеологических условиях. В подобных случаях ударно-канатный способ используется для бурения вечной мерзлоты и для вскрытия слабонапорных водоносных горизонтов.

Разработка составов буровых растворов для проходки неустойчивых интервалов скважин

Аль-Шаргаби Мохаммед Абдулсалам Таха Саллам

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева УдГУ, г. Ижевск

Development of drilling mud formulations for unstable well intervals

Al-Shargabi Mohammed Abdulsalam Taha Sallam

Udmurt State University, Izhevsk

Аннотация. В данной статье были рассмотрены различные комплексы растворов, используемые в данный момент на производстве и повышающих ингибирующие способности, а также реагенты которые входят в их состав. Проведен анализ воздействия данных реагентов и их совокупностей на глинистые образцы.

Ключевые слова: Ингибирующие способности, Набухания глин, бурении скважин, состав обменных катионов, глинопорошка.

Abstract. In this article, various solution complexes that are currently used in production and increase inhibitory abilities, as well as reagents that are part of them, were considered. The analysis of the effect of these reagents and their aggregates on clay samples was carried out.

Keywords: Inhibitory abilities, Clay swelling, well drilling, composition of exchangeable cations, clay powder.

Исследование влияния комплексов реагентов

После 24 часов образцы не потеряли первоначальной формы, однако образец с РАС незначительно увеличился в объеме (<5%). Это свидетельствует о том, что полимер в совокупности с частицами глины образовал в дисперсионной среде воды устойчивую структуру, позволяющую уменьшить влияние воды на глину. У раствора с ксантановой камедью не наблюдалось высокой водоотдачи. Раствор с РАС частично выпал в осадок. Это свидетельствует о хорошей водоотдаче растворов.

По результатам экспериментов образцы обработанные растворами с ксантановой камедью и солью, с РАС и солью сохранили первоначальный объем. Образец с РАС и солью не набух, но просматривается частичное расслоение на контуре образца. Это свидетельствует о таком быстром воздействии обменных катионов, что полимерный реагент не успел создать стабильную структуру. Образец обработанный раствором с полиполимерами частично набух и деформировался. Растворы с полиполимерами и комбинацией ксантанта и соли показали хорошую водоотдачу.

Лучшую стабильность и более эффективный ингибирующий эффект показали образцы обработанные раствором с комплексом ксантановой

камеди и соли. На следующей стадии экспериментов были определены реологические параметры полученных растворов. Результаты представлены в таблице 1:

Таблица 1

Влияние формиата натрия и PVP на показатель фильтрации

№	Состав раствора, масс. %	Показатели раствора		
		Φ , см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , Па
Исследуемые растворы				
1	Вода+3%ксантант	7,8	5	14,4
2	Вода+1% PАС	6,7	22	4,8
3	Вода+3% ксантан+5% соль	7,6	9	7,6
4	Вода+1% PАС+5% соль	8,2	12	1,5
5	Вода+1%PАС+3%ксантант+5%соль	4,5	26	21

Имея данные с производства можно получить буровые ингибирующие растворы с необходимыми параметрами для каждого конкретного случая.

Общие выводы и рекомендации

1. Повышение концентрации полярных реагентов в водных растворах приводят к диспергированию глин. Применять полярные реагенты для ингибирования глин необходимо в комплексе с другими реагентами;

2. Использовать ПАВ в качестве ингибиторов только в комплексе с другими ингибирующими реагентами;

3. Хороший ингибирующий эффект и низкую водоотдачу показал глинистый раствор с добавками ксантановой камеди и соли;

4. Для подбора необходимых параметров растворов нужны данные с производства.

5. Для обеспечения стабильности стенок скважины при бурении в глинистых породах применяют механические и химические методы. Для уменьшения химического воздействия среды бурового раствора на пласт горной породы необходимо использовать ингибирующие добавки;

6. Хорошее воздействие на глинистые породы оказывают растворы на нефтяной основе, однако высокая цена и сильные загрязняющие способности данных растворов, показывают их нерентабельность. Существуют различные ингибирующие системы, применяемые нефтегазовыми компаниями в практике.

Библиографический список

1. Басарыгин, Ю. М. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарыгин. - Москва: Недра-Бизнесцентр, 2002. - 667 с.

2. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли; пер. с англ. - Москва: Недра, 1985. - 509 с.
3. Лехницкий, С. Г. Теория упругости анизотропного тела / С. Г. Лехницкий. - Москва: Наука, 1977. - 416 с.
4. Овчаренко, Ф. Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф. Д. Овчаренко. - Киев: АН УССР, 1961. - 283 с.
5. Осипов, В. И. Микроструктура глинистых пород / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, В. А. Румянцева; под ред. академика Е. М. Сергеева. - Москва: Недра, 1989. – 211 с.
6. Aadnoy, V. S. Introduction to special issue on borehole stability / V. S. Aadnoy, S. Ong // J. Pet. Sci. Eng. - 2003. - № 38 (3). - P. 79–82.

Научный руководитель: Кузьмин Вячеслав Николаевич, к.н., доцент.

Оценка перспектив нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Заманкульской площади РСО-Алания.

Галкина В.Г., Ревазов М.О.

Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный
технологический университет), г. Владикавказ

Цель исследований: анализ газогеохимических материалов по территории Республики Северная Осетия-Алания, с целью уточнения количественной и качественной оценки перспектив нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений

Задачи исследований: анализ мощностей и фаций нефтегазоносных комплексов; уточнение стратиграфического положения продуктивных горизонтов, выявление региональных и локальных зон развития коллекторов и их генетической природы на основе петрофизических исследований, корреляция разрезов скважин.

Проведены газогеохимические исследования на Заманкульской площади. Профиль I-I расположен севернее г. Беслан, проходит от селения Зилга до селения Старый Батыкаюрт и заканчивается на южном борту Заманкульского нефтяного месторождения показано на рисунке 1. Всего на линии профиля отобрана 21 проба пород, с шагом опробования 1 километр. Таким образом, на профиле длиной почти в 20 км обследовано газовое поле по адсорбированной форме газа пород подпочвенных отложений с охватом южной части Заманкульского нефтяного месторождения и предполагаемой структуры [1]. В центральной части этого профиля выделяются разрывные нарушения, которые нашли своё отражение по резкому увеличению концентраций УВГ_{адс}, CO₂^{адс} и H₂^{адс} в точках №№7, 8. В распределении по профилю I-I наблюдается увеличение концентраций УВГ_{адс} и CO₂^{адс} в южном направлении (по УВГ_{адс} от 0,1 см³/кг до 0,2 см³/кг, а по CO₂^{адс} от 300 см³/кг до 700 см³/кг). По H₂^{адс} наблюдается возрастание его концентраций в центральной части профиля (в пределах точек №№8-13), где концентрации H₂^{адс} достигают 2,5 см³/кг, тогда как в районе Заманкульского нефтяного месторождения они составляют около 1,2 см³/кг, т.е. почти в 2 раза меньше, как показано на рисунке 1.

Заманкульское месторождение отражается и по другим газогеохимическим показателям. Так, обратная направленность в распределении значений коэффициентов %УВГ и %СН₄ фиксируется только в точках №№19 и 21. По Eh Заманкульское месторождение проявляется понижением его значений в точках №№15, 18, 19, 20. В пределах всего профиля I-I доля УВГ_{адс} в сумме исследуемых газов очень

низкая (около 0,02-0,03%), что обусловлено необычно высоким содержанием в газовой смеси углекислого газа ($\text{CO}_2^{\text{адс}} \approx 95\%$) [3]. Но даже в этом случае доля $\text{CO}_2^{\text{адс}}$ в зоне Заманкульского месторождения заметно понижается до 88%. Для центральной и южной части профиля I-I характерно развитие газов разгрузки вод, что отражается по резкому увеличению концентраций газов $\text{УВГ}_{\text{адс}}$, $\text{H}_2^{\text{адс}}$, $\text{CO}_2^{\text{адс}}$ в точке №8, располагающейся в зоне влияния разрывов, проявляющихся на сейсмопрофиле ГР №029009 и по кривым контрастности компонентов $\text{УВГ}_{\text{адс}}$ (точки №№4-8, 10, 11). Наиболее активный участок, где развиты газы разгрузки вод фиксируется и по увеличению значений рН (>8), а так же по однонаправленному увеличению коэффициентов % CH_4 и % УВГ (точки №№7, 8) и по наибольшему значению коэффициента % $\text{CO}_2^{\text{адс}}$ (97,1%) в точке №8[1, 2].

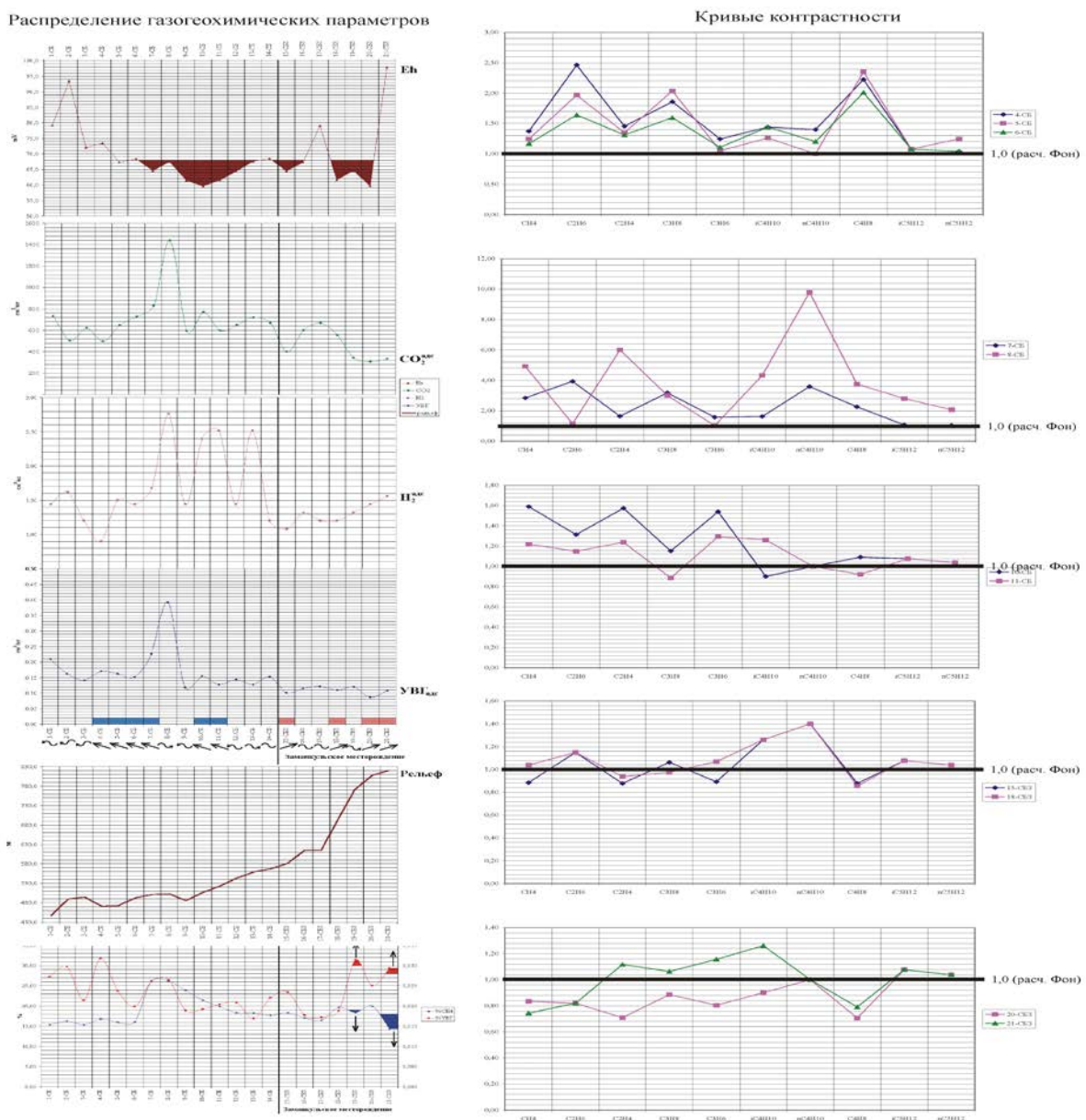


Рисунок 1. Параметры Заманкульского газогеохимического профиля.

Закключение. Для оценки нефтегазоносности этой территории проведена площадная газогеохимическая съёмка. Профили были ориентированы в меридиональном направлении. Составлена картографическая и информационно-аналитическая база данных. Проведена переобработка и переинтерпретация накопленного сейсмического материала на современном техническом уровне; геологическая интерпретация геофизических материалов [1]. Проведена газогеохимическая съёмка по адсорбированной форме газа пород с целью оценки нефтегазоносности поисковых площадей РСО-Алания (130 проб).

Проведен анализ критериев и качественная оценка перспектив нефтегазоносности Заманкульской площади.

Выделен перспективный участок на нефть и газ - Заманкульское месторождение.

Библиографический список

1. Пермяков, И. Г. Нефтегазопромысловая геология и геофизика: учебное пособие для вузов / И. Г. Пермяков. – Москва: Недра, 1986. – 269 с.

2. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / А. А. Коршак, рекомендовано МО РФ – 3-е изд., исп. и доп. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 527 с.

3. Чоловский, И. П. Спутник нефтегазопромыслового геолога: справочник / И. П. Чоловский. – Москва: Недра, 1989. – 376 с.

Научный руководитель: Босиков И.И., канд. техн. наук, доцент.

Analysis of the initial reservoir pressure at the fields in Morocco

Alina Lisutina, Niasseg Ovona Rezhin Flora, Alana Alborova

North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy, Vladikavkaz

Morocco occupies the northwestern coastal part of the African continent. Almost the entire African continent is located within the limits of the young alpine platform, which has a Cambrian foundation. An exception is the north-western part of the continent, where the folded Atlas system is located. Geologists J.M. Lardoin, R.G. Levy and S.J. Ramet (JM Lardenois, RG Levy, CJ Ramette) sees the north-western part of Morocco's Papb oil basin. They divide the basin into three zones: Anti Atlas in the south, Atlas in the center, where the structures belong to the Hertsin formation time, and the reef zone in the north, adjacent to the widgeps part of the Mediterranean Sea. Oil field, confined to the Paleozoic formations, are located in the northern - Reef zone [1].

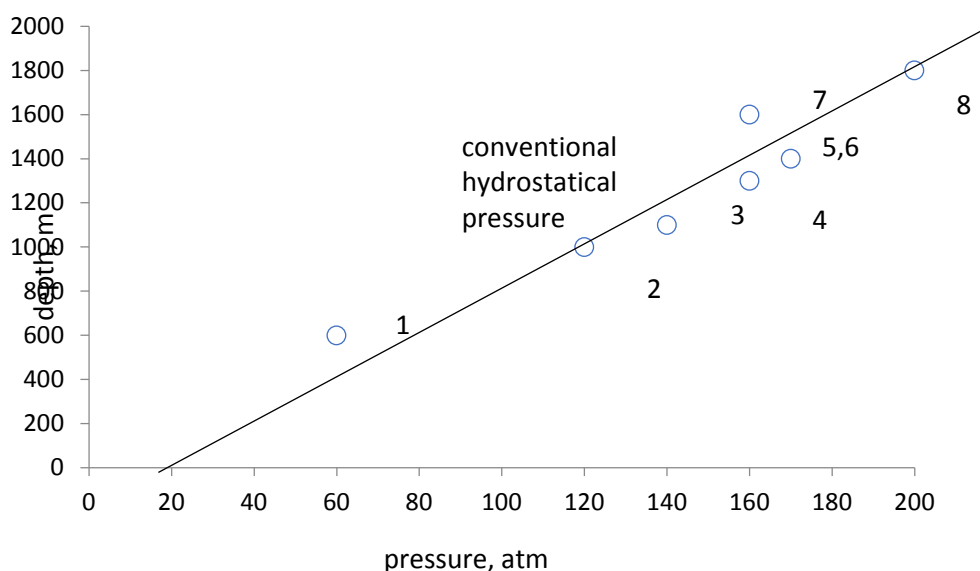
We specifically brought the material on the initial reservoir pressure in Morocco to show that not only in the platform but in the scoped areas the initial reservoir pressures in the Paleozoic deposits differ from conventional hydrostatic pressures by an insignificant value with a geological structure of deposits as shown on figure 1. All listed deposits are of the same type in

structure, i.e. they are elongated anticlinal folds, strongly interrupted by tectonic disturbances, according to covered with a sharp angular unconformity of the main monotonous stratum of Miocene marls [2]. The reservoirs in the fields of Lumella, Baton, Bled Defa, Mer-el-Kar Sidi-Fili and Bled-Edum Lower are sandy limestone with very weak and unevenly developed porosity and permeability [3, 4]. For example, in the Lyumella deposit, the porosity varies from 10 to 20%, and the permeability from 6 to 1 millidarcy. The capacities of the productive horizons are significant, but also vary from 10 to 150m. Well flow rates are small and range from 3-4 to 70 m³/day. The operation mode of the deposits is considered water-driven [4, 5]. The network of cracks, which are broken reservoirs contribute to the flow of oil to the bottom of the wells.

Table 1

The value of the initial reservoir pressure, depth at various fields in Morocco.

Oils fields	Age	Average depth, m	Initial reservoir pressure P _{res} , atm	P _{res} /R _{hydr}
Lumella	Paleozoic	575-600	59.1	1.02
Baton	Paleozoic	1000	114.5	1.14
Bled-Defa	Paleozoic	1070	118	1.1
Mer-el-Kare	Paleozoic	1350	144	1.07
Cidi-Fili	Paleozoic	1400	147	1.05
Bled-Yedum lower	Paleozoic	1400	147	1.05
Bled-Quatar lower	Paleozoic	1580	151.3	0.96
Zrar lower	Paleozoic	1700	180,0	1.06



Oil field: 1–Lumella; 2–Baton; 3–Bled-Defa; 4–Mer-El-Kare; 5–Cidi-Fili; 6–Bled-Yedum down; 7–Bled-Quatar down; 8–Zrar down.

Figure 1. The relationship between the initial reservoir pressure depth of occurrence of oil deposits in Morocco.

In the last two deposits, fractured granites are reservoirs. Gas caps deposits do not possess. The cause of the formation of reservoir pressures can be the pressure of the ancient reservoir waters squeezed along the cracks and tectonic ruptures up to the surface, tectonic processes and rock pressure.

Reference list

1. Davis, J. S. Statistical analysis of data in geology (in 2 books) / J. S. Davis - Moscow: Nedra, 1990. - 745 p.
2. Favreau, J. I. Die Mineralien von Bou Azzer / J. I. Favreau, J. E. Dietrich. – Lapis: 2006, 31 (7/8), - P. 27-68 (in German)
3. Calsilite-containing plutonic rocks: deep Archean Awasardian massif of the rise Reguibat, Southern Morocco, West African Craton / F. Bea [et al.] // Earth-Science Reviews. - 2014. - № 138. – P. 1-24.
4. Favreau, J. I. Ein Weltberühmte. Contact information: Bu Azzer, Morocco / J. I. Favreau, J. E. Dietrich. – Lapis: 2006, 31 (7/8). – P. 13-21 (in German)
5. Bu Azzer, Morocco / J. Favreau [et al.] // Mineralogical Record. - 2007. - № 38. – P. 345-407.

Scientific supervisor: Bosikov I., Sc. candidate (technical sciences), associate professor.

Проблемы оценки запасов на примере Карсовайского месторождения Удмуртской Республики

Батинов И.С., Кашин Г.Ю.

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск

Одной из главных проблем геологии углеводородов на сегодняшний день является сложность в обнаружении нефтяных и газовых месторождений. Применяемая для этих целей 2D и 3D сейсморазведка не позволяет получить достаточное количество информации для эффективного разбуривания месторождения. Это приводит к большим затратам при проведении поискового и разведочного бурения.

Информация, полученная при сейсморазведке, не позволяет достоверно выявлять нефтегазоперспективные объекты и проводить подсчёт ресурсов углеводородов.

Одним из наиболее сложных объектов в плане полноты заполнения ловушек углеводородами в Удмуртской Республике является Карсовайское месторождение.

По результатам сейсморазведочных работ и поискового бурения на Карсовайском месторождении в продуктивных отложениях касимовского

(C_3k), мячковского (C_2mc-II), подольского ($\Pi'_2+\Pi_2$, Π_3), каширского (K_4), верейского ($B-0$, $B-II$, $B-III$, $B-IIIa$), башкирского (A_{4-0+1} , A_{4-2} , A_{4-3}) объектов [1] прогнозные геологические ресурсы нефти оценивались в 140 млн. тонн, прогнозные извлекаемые ресурсы - 39,2 млн. тонн (при $KIN=0,28$). Предполагалось, что каждый продуктивный объект Карсовайского месторождения ограничен одним собственным внешним контуром нефтегазоносности.

По результатам сейсморазведки и поисково-разведочного бурения было определено, что месторождение состоит из трех отдельных нефтегазоносных поднятий. Подтвержденные геологические запасы нефти составили 85 млн. тонн, извлекаемые - 23,8 млн. тонн (при $KIN=0,28$), что значительно меньше прогнозных ресурсов (рисунок 1).

Изначально на месторождении планировалось пробурить 194 добывающих и 65 нагнетательных скважин. Однако, в связи со значительным уменьшением контура нефтегазоносности количество добывающих скважин сократилось на 71, а нагнетательных - на 30 и составило 123 и 35 соответственно.

При оценке величины изменения запасов и затрат на бурение для простоты сравнения цены на нефть и стоимость бурения скважин взяты в величинах 2019 года.

На месторождении было пробурено 15 поисково-разведочных скважин, из которых 7 оказались «сухими». Затраты на бурение «сухих» скважин по результатам сейсморазведочных работ на данном месторождении составили около 910 млн. руб. без учета «пустых» скважин эксплуатационного фонда, заложенных в водоносных зонах между залежами, ранее предполагавшимися продуктивными.

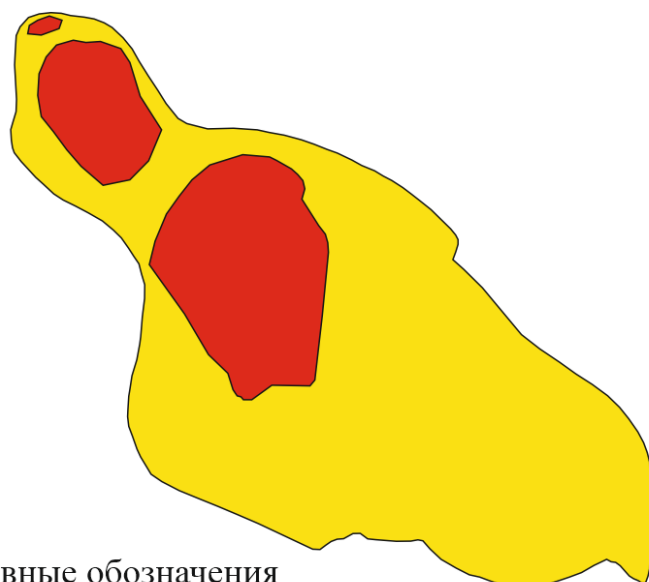
Изменение оценочной стоимости извлекаемых запасов, связанное с уменьшением реальных запасов над прогнозируемыми, составило 253 млрд. руб. (таблица 1).

Значительная переоценка ресурсов привела к высоким удельным затратам на поисково-разведочные работы и слишком оптимистичному выбору стратегии разработки месторождения.

Так же в связи с переоценкой ресурсов нефти, стоимость лицензии на разработку данного месторождения оказалась сильно завышена.

Избежать таких проблем позволило бы применение на Карсовайском месторождении низкочастотной сейсморазведки, которая основана на анализе микросейсмического фона нефтегазовой залежи [2].

Применение данной технологии позволило бы наиболее достоверно выявить зоны с перспективной нефтегазоносностью пластов и наиболее детально провести оконтуривание залежей. Это позволило бы получить наиболее достоверную геологическую модель залежей углеводородов, сократить количество поисково-разведочных скважин, избежать бурения «сухих» скважин.



Условные обозначения

■ Предполагаемый контур нефтегазоносности (2010 г.)

■ Фактический контур нефтегазоносности (2018 г.)

Рисунок 1. Изменение контура нефтегазоносности месторождения

Таблица 1

Изменение оценочной стоимости запасов месторождения

Год сравнения по	2010 г.	2018 г.
Геологические запасы нефти, млн. тонн	140	85
Извлекаемые запасы нефти, млн. тонн	39,2	23,8
Оценочная стоимость извлекаемых запасов, млрд. руб. (при цене 35\$ за баррель и КИН= 0,28)	650	397
Изменение оценочной стоимости извлекаемых запасов, млрд. руб.	253	

Также низкочастотная сейсморазведка позволила бы обоснованно выделять точки для закладки сетки скважин эксплуатационного фонда, что значительно повысило бы КИН месторождения.

Таким образом, применение низкочастотной сейсморазведки на Карсовайском месторождении позволило бы избежать ошибок, связанных с неправильным подсчетом ресурсов нефти, сократить затраты на глубокое бурение как на поисково-разведочном этапе геологоразведочных работ, так и при эксплуатационном разбуривании месторождения.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Карсовайского месторождения. – Ижевск: ЗАО «ИННЦ», 2010. – 339 с.

2. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования / И. В. Биряльцев [и др.] // Технология сейсморазведки. – 2010. – № 1. – С. 31-40.

Научный руководитель: Миронычев В.Г., начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований Института нефти и газа М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет».

Численное моделирование однофазной фильтрации жидкости в пористых средах КЭМКО на Реbi-сетках

Безруков Н.В.

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Одной из наиболее заметных тенденций, наблюдаемых в настоящее время в нефтедобывающей отрасли, является интенсификация добычи нефти и газа. С целью повышения дебитов скважин проводят различные геолого-технические мероприятия, такие как ГРП и МГРП, а также применяются технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения. Для подробного описания и точного моделирования процесса фильтрации необходимо локально измельчать ортогональную сетку, что приводит к росту времени расчётов. Выходом из данной ситуации служит применение нерегулярных сеток. В настоящем исследовании применяется сетка с перпендикулярной бисекцией (РЕВІ). Преимуществом указанной сетки является возможность моделирования объектов произвольной геометрии, минимизация вероятности выбора ошибочной ориентации сетки, учет радиального (псевдорadiaльного) характера притока к различным типам скважин. Поэтому, целью моей работы является создание инструментария для исследования процессов массопереноса в двумерном пористом теле с учётом геометрических особенностей пласта и его призабойной зоны.

В настоящее время можно считать общепринятым подход, при котором гидродинамические процессы, протекающие в пористой среде, описываются осредненными параметрами (скорость фильтрации, давление и т.д.).

В данной работе рассматривается задача массопереноса в двумерном пористом теле. Флюид считается ньтоновской слабосжимаемой вязкой средой. Пористое тело является непрерывной фиктивной средой с постоянной пористостью. Течение жидкости в пористых средах описывается моделью Дарси.

$$w = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P$$

(w – вектор скорости, k – проницаемость среды, μ – вязкость флюида, P – давление флюида).

Для построения разностной схемы был выбран конечно-элементный метод контрольного объёма (КЭМКО) [1]. Этот метод может рассматриваться как вариант метода контрольного объёма (МКО) [2] с вершинно-центрированной дискретизацией. Многогранный контрольный объём строится вокруг узла сетки. Локальное изменение переменной внутри элемента описывается линейной интерполяцией, что позволяет получать дискретный аналог на треугольных сетках. При триангуляции Делоне [3] в качестве части контрольного объёма, относящегося к вершине треугольного элемента, выбирается часть треугольника, которая отсекается при пересечении перпендикуляров, проведенных к сторонам треугольника из центра вписанной окружности.

Для численного решения задачи необходимо модернизировать исходное дифференциальное уравнение неразрывности путём нахождения его дискретного аналога.

В конечном итоге после применения КЭМКО наше уравнение сводится к системе линейных алгебраических уравнений с разреженной матрицей относительно неизвестных давлений во внутренней области (K – матрица жёсткости) и заданных давлений на границе (вектор F – вектор нагрузки).

$$K \cdot P = F$$

(K – матрица жёсткости, P – вектор неизвестных давлений, F – вектор нагрузки).

Круг задач, решаемый предлагаемым методом, достаточно широк, но основное применение метод находит при решении задач по экспресс-оценке энергетического состояния пласта и оценке его фильтрационно-емкостных свойств.

Для данной работы был написан сеточный генератор, учитывающий расположение скважины относительно расчётного поля. Получен дискретный аналог дифференциального уравнения неразрывности на основе КЭМКО, проведен анализ полученных численных результатов, произведено сравнение с известными аналитическими решениями и оценена область применения разработанных алгоритмов.

Библиографический список

1. Мустафина Д. А. Конечно-элементный метод контрольного объёма для исследования процессов неизотермической фильтрации в областях со сложной геометрией: дис. на соискание уч. степ. канд. физ.-мат. н./ Д. А. Мустафина. - Уфа, 2010. – 165 с.
2. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / С. Патанкар - Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.

3. Скворцов А. В. Обзор алгоритмов построения триангуляции Делоне / А. В. Скворцов // Вычислительные методы и программирование. - 2002. - №3. - С. 14-39.

Научный руководитель: Питюк Ю.А., канд. физ.-мат. наук, доцент.

Исследование аналитических моделей нестационарного температурного поля в стволе остановленной скважины

Галлямов М.А.

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Исследование посвящено теоретическому изучению моделей нестационарного температурного поля в стволе остановленной скважины. Данные модели могут быть использованы в численном симуляторе сложных термогидродинамических процессов, разрабатываемом на кафедре геофизики Башкирского государственного университета.

В стволе скважины после бурения, в остановленной добывающей и нагнетательной скважине температура отличается от температуры в горных породах. Происходит теплообмен между средой в скважине и породами и со временем устанавливается равновесие. При отсутствии движения жидкости в скважине изменение температуры происходит за счет теплопроводности (кондуктивного теплопереноса) преимущественно в радиальных направлениях.

Цель моей работы – исследовать несколько аналитических моделей восстановления температуры в стволе скважины вне перфорированного пласта после прекращения закачки жидкости в пласты и сравнить их с численной моделью.

Общие допущения для моделей - скважина вертикальная и изменение температуры осуществляется только за счет теплопроводности.

Первая модель – так называемая, «точная» постановка задачи о восстановлении температуры [1]. Задается уравнение теплопроводности в цилиндрических координатах для жидкости в скважине и для горных пород. Также задается начальное распределение температуры по сечению скважины и в горных породах. На границе скважина-порода выполняется равенство тепловых потоков и температур – задано граничное условие четвертого рода. Для «точной» постановки существует аналитическое решение [2], но оно мало применимо из-за своей сложности.

Вторая модель – однотемпературная модель теплообмена с горными породами, схема «сосредоточенной емкости». Вместо распределения температуры по радиусу скважины, для расчетов используем среднюю температуру по сечению скважины. В данной модели процесс в скважине сосредотачивается на границе двух сред. В горных породах возникает

внешняя краевая задача, а процесс в стволе скважины рассматривается как граничное условие.

Третья модель – однотемпературная модель теплообмена с горными породами по закону Ньютона. Допустим, что средняя по периметру величина удельного теплового потока пропорциональна разнице температур между жидкостью в скважине и температурой окружающей среды (горных пород). Для данной модели было получено аналитическое решение в виде зависимости средней по сечению температуры в скважине от времени:

$$\bar{T}_1(t) = T_{cp} + (\bar{T}_{10} - T_{cp}) * \exp\left(\frac{-2\alpha t}{c_1 \rho_1 R}\right)$$

(T_{cp} – температура в горной породе, T_{10} – начальная температура в скважине, α – коэффициент теплообмена, R – радиус скважины, c_1 – теплоемкость жидкости, ρ_1 – плотность жидкости).

Коэффициент теплообмена зависит от времени согласно следующей формуле [3]:

$$\alpha(t) = \frac{1}{\frac{2R}{Nu * \lambda_1} + \frac{R * T_D(\tau)}{\lambda_2}}$$

где:

$$T_D(\tau) = \ln[e^{-0,2\tau} + (1,5 - 0,3719 * e^{-\tau})\sqrt{\tau}]$$

$$\tau(t) = \frac{\lambda_2}{c_2 \rho_2} * \frac{t}{R^2}$$

(Nu – критерий Нуссельта, λ_1 – теплопроводность жидкости, λ_2 – теплопроводность горной породы, c_2 – теплоемкость породы, ρ_2 – плотность породы).

Для проверки полученного аналитического решения было произведено его сравнение с численным решением, рассчитанным с помощью программного пакета *COMSOL Multiphysics*. Графическое сопоставление решений приведено на рисунке 1.

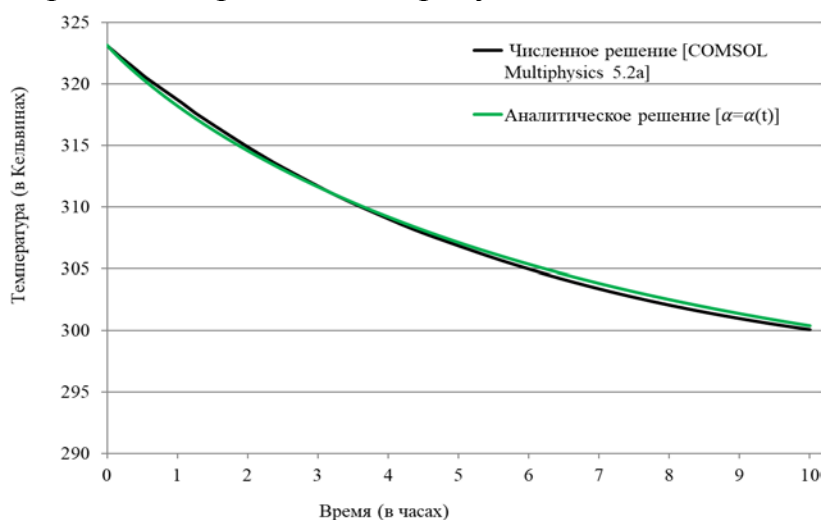


Рисунок 1. Графическое сопоставление аналитического и численного решений

Таким образом, для однотемпературной модели теплообмена с горными породами по закону Ньютона было получено достаточно точное решение, которое близко к точному численному решению.

Библиографический список

1. Рамазанов, А. Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие / А. Ш. Рамазанов. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. – 114 с.
2. Лыков, А. В. Теория теплопроводности / А. В. Лыков. – Москва: Высшая школа, 1967. – 600 с.
3. Hasan, A. R. Fluid flow and heat transfer in wellbores / A. R. Hasan, C. S. Kabir. – SPE, Richardson, Texas: 2002. – 181 p.

Научный руководитель: Рамазанов А. Ш., д-р техн. наук, профессор.

Развитие анаэробных условий осадконакопления Западной Сибири в баженовское время

Горюнов Е.Ю. Щербина Ю.В. Середин Д.С.

Российский государственный геологоразведочный университет

им. Серго Орджоникидзе, г. Москва

Баженовская свита является уникальным геологическим объектом. Впервые как геологическое тело в разрезе мезозоя Западно-Сибирского осадочного бассейна баженовская свита была выделена в 1959 г. Ф.Г. Гурари. В возрастном отношении она охватывает весь волжский век и завершает разрез юрской системы и часть раннего берриаса, что занимает отрезок времени около 7 млн. лет.

Породы баженовской свиты обладают аномально высоким содержанием органического вещества, которое накопилось благодаря особой обстановке осадконакопления. По мнению большинства авторов осадконакопление происходило в обстановке аноксии придонных вод выяснению условий формирования которой и посвящена данная статья.

Баженовские отложения были одним из объектов, на примере которых начали изучение закономерностей распределения органического вещества в древних осадочных бассейнах. Концентрация органического углерода в отложениях баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского бассейна, где она развита меняются от 1-2% до 25%. Область максимальных концентраций $C_{\text{орг}}$ занимает центральную и южную части бассейна. Хорошо известно, что в диагенезе при накоплении осадков баженовской свиты и её аналогов имели место восстановительная обстановка, биохимическая

редукция сульфат-иона и окислов серы и новообразование пирита, элементной серы и сераорганических соединений.[1] Высокая степень обогащенности отложений органическим веществом и широкое развитие пиритизации [1,2] говорит о том, что накопление данных отложений происходило в основном в бескислородных условиях сероводородного заражения придонных вод и верхней части осадка.

Баженовская свита сложена преимущественно глинисто-карбонатно-кремневыми породами, насыщенными органическим веществом, которые составляют до 80 % толщины разреза. Это глинисто-кремневые породы, карбонатно-кремневые породы, биотурбированные кремневые породы с кремневыми стяжениями. Основной объем отложений имеет тонколистоватую текстуру, но в строении свиты присутствует интервал биотурбированных осадков, который, по данным Немовой В.Д., в отличие от основной части разреза, накапливался преимущественно в условиях длительного периода аэрации верхней части осадка и придонных вод кислородом. В небиотурбированных тонкослоистых породах содержание органического углерода максимальное в разрезе - до 20-25 %, в биотурбированных разностях оно ниже – до 10 %.

По данным Конторовича А.Э., Захарова В.А. и др. баженовский бассейн седиментации представлял собой обширное эпиконтинентальное море с пологими бортами и некомпенсированным осадконакоплением. В целом бассейн отличался спокойной гидродинамикой, о чем свидетельствует широкое развитие пелитовой фракции в отложениях.

Во время верхнеюрско-неокомской трансгрессии Западно-Сибирский бассейн являлся полузамкнутым заливом Бореального палеоарктического океана (Борея). Центральная глубоководная впадина Борея как область растяжения и наращивания океанической коры появилась в юрское время. В интересующее нас баженовское время эта впадина не имела постоянной глубоководной циркуляции с другими участками Мирового океана, так как соединялась с ними только через мелководные эпиконтинентальные моря и проливы. [3] Наиболее вероятным порогом, который мог затруднять водообмен между Западно-Сибирским бассейном и бореальным океаном могла являться система Нижне- и Среднемессояхских валов и Рассохинского мегавыступа, протягивающаяся в субширотном направлении. Свидетельством наличия такого порога является глубокий размыв на сводах этих валов.[4] Кроме того, в соответствии с графиком эвстатических колебаний уровень мирового океана в баженовское время был понижен, что еще больше затрудняло сообщение бассейнов. По мнению многих авторов территория бассейна характеризовалась гумидным климатом, что позволяет предположить поступление в бассейн большого объема пресных вод, что могло создать условия опреснения верхнего водного слоя бассейна и формирование гравитационно-устойчивой стратифицированной системы

бассейна. Процессы, протекающие при опреснении части морских акваторий хорошо изучены на примере меромиктических озер — водоёмы, в которых практически отсутствует циркуляция воды между слоями различной минерализации, разделёнными хемо- термо- и пикноклином, вследствие чего вода нижнего слоя более минерализованная и плотная, чем в верхнем слое. На южном побережье Кандалакшского залива Белого моря озера являются хорошим примером таких объектов. Отличительной чертой соленых вод, находящихся ниже хемоклина является высокое содержание сероводорода, а также они характеризуются анаэробными условиями осадконакопления. В глубоководных частях бассейна такие условия могут продолжаться длительное время, при этом на мелководье может формироваться придонная биота, а также биотурбированные осадки, продолжительность накопления которых в общем определяется объемом изолированных вод.

Авторы предполагают, что этот механизм, только в более крупном масштабе был реализован и при формировании отложений баженовской свиты. Действительно в это время существовал полузамкнутый бассейн с затрудненным водообменом, в который в условиях гумидного климата и обширной водосборной площади поступало огромное количество пресных вод. При допущении, что объем привноса пресных вод примерно соответствует современному, то расчеты показывают, что система становится длительно гравитационно-устойчивой. Данные условия могли привести к формированию условий аноксии при формировании баженовской свиты.

В валанжин-готеривское время разрушение гравитационно-устойчивой системы стратифицированных вод привело к окончанию придонных анаэробных условий осадконакопления и развитию нормальной бентосной биоты, благодаря которой вся поступающая в придонную часть органика утилизировалась. Смена условий осадконакопления вызвана погружением Мессояхского барьера ниже уровня океана и, тем самым, сократилось содержание органического вещества в осадках.

Библиографический список

1. Немова, В. Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения красненинского свода и фроловской мегавпадины / В. Д. Немова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 2. – С 14.
2. Захаров, В. А. Глубины палеобассейнов и подходы к их реконструкции / В. А. Захаров. - Геологический институт РАН: ПИН РАН. – 2016 – С. 223-224
3. Integrated crustal thickness mapping and plate reconstructions for the high Arctic / A. Alvey [et al.] // Earth Planet. Sci. Lett. – 2008. – v. 274. – P. 310—321.

4. Керимов, В. Ю. Влияние АВПоД на нефтегазоносность разрезов Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений / В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов, А. А. Скрипка: труды Российского Государственного Университета Нефти и Газа им. И. М. Губкина. – 2010. - № 3. – С 7-13.

Научный руководитель: Горюнов Е.Ю., кандидат геолого-минералогических наук, доцент

«Белая нефть» России

Гудкова А. А., Шульгин П. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с бурным развитием мировой промышленности возрастает спрос на топливно-энергетическое сырье. При переходе России на капиталистическую систему программа по добыче лития была забыта и сейчас проявляется интерес к данному сырью. Актуальность данной работы связана с импортозамещением дорогостоящего и относительно низкого качества литиевого сырья.

Месторождения лития известны в Боливии, Аргентине, Чили, США, Канаде, Бразилии, Испании, Китае. Низкая конкурентоспособность России на рынке минерально-сырьевой базы не позволяет добывать данное сырье. Отечественная промышленность вынуждена закупать чилийский карбонат для отечественных заводов и рассматривать его в качестве пока что единственного источника для получения из него необходимых литиевых соединений.

Литий представляет собой щелочной металл серебристо-белого цвета, за что и получил название «белая нефть». Он является самым легким металлом, обладающим рядом уникальных свойств. В связи с этим, как металлический литий, так и его различные соединения, находят широкое применение в различных областях производства.

Источниками лития являются горные породы, выкоминерализированные озера и подземные воды. Литий обнаружен более чем в 50 минералах, многие из них чрезвычайно редки. Главнейшими литийсодержащими минералами имеющих промышленное значение являются сподумен, пенталит, лепидолит и др. В России не производится добыча лития из горных пород из-за отсутствия технологий. Высокоминерализованные озера содержат литий в малых количествах не промышленного содержания. В настоящее время для России самым перспективным и выгодным с экономической точки зрения является извлечение лития из подземных вод, а именно из попутных вод нефтегазовых месторождений.

Известно, что в рассолах содержание редких щелочных элементов, в том числе лития, возрастает с ростом их минерализации. Поэтому его максимальные концентрации приурочены к наиболее метаморфизованным рассолам.

Извлечение карбоната лития из подземных вод возможно селективным методом. Он основан на осаждении лития раствором хлорида алюминия $AlCl_3$. Данный метод является наиболее выгодным. Получение гидроминерального сырья не требует сложного и дорогостоящего оборудования; может быть реализован на базе имеющихся трубопроводных систем; позволяет извлекать до 80% лития из рассола. Технология позволяет использовать 1 г сорбента на получение 7 г карбоната лития.

Наиболее высокие содержания лития обнаружены на месторождениях Тарумовское, Сухотунгусское, Ковыктинское, Знаменское, Берикейское и др.

По литературным данным вероятны кондиционные значения в рассолах Западной Сибири в пластах юрского возраста [1].

В настоящее время существует ряд проблем связанных с нормативно-правовыми аспектами. Одной из них является то, что отбор проб на литий не регламентирован существующим отраслевыми стандартами (ОСТ) и иными нормативными документами, поэтому сведений о концентрации литиевого сырья в подземных водах мало. В связи с этим существует необходимость дополнительных определений содержания данного металла подземных водах, что необходимо закрепить в соответствующих ЛНД компаний.

В соответствии с законом «О недрах» (статья 19.1) попутные воды могут использоваться только для собственных производственных и технологических нужд в рамках лицензии на основной вид деятельности. Поэтому для добычи лития из попутных подземных вод в промышленных целях нужно вводить дополнения (поправки) к закону.

Проанализировав литературные и фондовые данные, прогнозные запасы лития в подземных водах составляют около 13084,5 т/год.

На основании проанализированной литературы и фондовых данных, можно сделать вывод, что литиевый потенциал сосредоточен в подземных водах Ангаро-Ленского, Якутского, Волго-Камского бассейнах и Северо-Кавказском регионе.

В дальнейшие планы водит отбор проб на месторождениях Западной Сибири, Республика Саха, Иркутской области и Дагестана с целью уточнения промышленных содержаний лития.

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.

Научный руководитель: Ковяткина Л. А., старший преподаватель.

Уточнение глубинного строения территории Пермского края по материалам аэромагнитной съемки

Елизаров И. Д.

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, г. Пермь*

На территории Пермского края в течение многолетнего периода проводились аэромагнитные съемки масштабов от 1:200 000 до 1:25 000, в результате которых была построена сводная карта аномального магнитного поля ΔT для всего региона. С целью повышения достоверности интерпретации имеющихся данных проводилась трансформация поля, путём аппроксимации матрицы наблюдаемых значений ΔT системой истокообразных функций, представляющих собой поля эквивалентных источников [1].

В качестве исходных данных использовались цифровая модель магнитного поля – матрица размером 129 строк \times 87 столбцов с шагом между точками 5 км и отвечающая ей модель высот рельефа поверхности Земли, построенная по материалам спутниковой альтиметрии (модель GTOPO30). При выполнении расчетов предполагалось, что все аэромагнитные съемки проводились на высоте 500 м с полным обтеканием форм рельефа местности. Амплитуда магнитных аномалий в пределах Пермского края изменяется от -570 нТл до 1300 нТл, среднее значение поля составляет 6,3 нТл, среднеквадратическое отклонение – 215,6 нТл. Значения высотных отметок рельефа изменяются в пределах 47–1200 м, среднее значение высоты составляет 253, 9 м, среднеквадратическое отклонение – 127, 9 м. Максимальные значения высот характерны для восточной части территории, где происходит сочленение Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и складчатых структур Урала.

Целью работы являлось приближенное выделение компонент магнитного поля, обусловленных разноглубинными геологическими объектами, крупными разломами и границами геологических структур. Для этого выполнялось разделение полей на региональную и локальную (остаточную) составляющие, расчет модуля горизонтального градиента $\Delta =$

$\sqrt{\left(\frac{dT}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dT}{dy}\right)^2}$. Так как исходные данные содержат помехи, обусловленные т.н. "эффектом разновысотности", возникающим за счет изменения расстояний между аномалиеобразующими объектами и точками измерений за счет изменений высот $z = z(x, y)$ съемочных маршрутов, был проведен пересчет поля на горизонтальную плоскость, находящуюся на высоте 1500 м над дневной поверхностью. Полученные таким образом поле ΔT^* использовалось в качестве исходного при последующем

вычислении локальных (разностных) аномалий и расчете параметра ΔT . Также вычислялось три варианта региональной компоненты путем пересчета магнитного поля в верхнее полупространство на высоты 15 км, 25 км и 40 км.

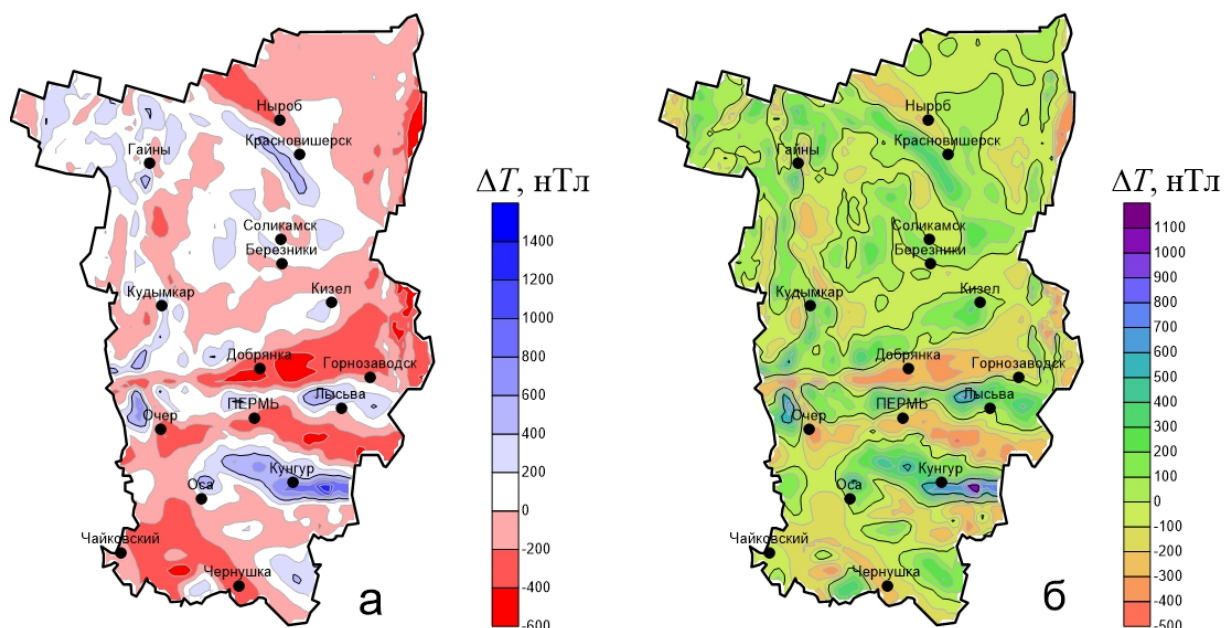


Рис 1. Наблюдаемое магнитное поле ΔT (а) и его локальная составляющая (б), полученная путем исключения поля, пересчитанного на высоту $H = 25$ км

Алгоритм истокообразной аппроксимации магнитного поля ΔT реализован в программе ARPM [2]. Вычисления проводились с учетом нормального магнитного поля региона – склонение 15° , наклонение 55° . Аппроксимация поля сводилась к решению системы линейных алгебраических уравнений (размерность 11223 уравнения при таком же количестве неизвестных), которая решалась итерационным методом Зейделя. После выполнения 158 итераций среднеквадратическое расхождение наблюдаемого и модельного полей составило ~ 3.5 нТл. В результате аппроксимации были получены значения магнитных масс эквивалентных источников, что позволило в дальнейшем восстанавливать значения поля во внешней (по отношению к источникам) области, а также вычислять его различные трансформанты путем решения прямой задачи магниторазведки от построенной модели.

Полученные трансформанты магнитного поля отражают, преимущественно, пликативные и дизъюнктивные структуры кристаллического фундамента ВЕП, с которыми связаны унаследованные структуры осадочного чехла [3]. Наиболее ярко выраженными объектами являются: Москудынский Вал (Верхнекамская впадина), к которой приурочена одноименная зона нефтегазоаккумуляции, с интенсивностью

магнитных аномалий от -100 до 300 нТл; На территории Пермско-Башкирского свода: Пермская возвышенность, у которой нефтегазоносный район в целом приурочен к одноименной вершине свода и значениями поля -100-400 нТл; На территории Предуральской депрессии хорошо отражены: Соликамская впадина, чья нефтегазоносность подразделяется на Среднекамскую, Гежско-Березниковскую и Кизеловскую зоны нефтегазонакопления. Интенсивность магнитных аномалий составляет порядка -50-50 нТл; Сылвенский блок-впадина, характеризующийся наличием нефтегазоносного района, где значения поля отрицательны и составляют от -350 до -250 нТл; Косьвинско-Чусовская седловина с одноименным нефтегазоносным районом, который в свою очередь подразделяется на Ольховско-Ульяновскую и Баркмосскую зоны нефтегазонакопления, со значениями поля -300 до -270 нТл; На территории же Предтима́нского прогиба ярко выражен Чердынский выступ, к которому приурочена одноименная зона нефтегазонакопления, где аномалии имеют значения 0-350 нТл.

Выполненная трансформация аномального магнитного поля Пермского края позволила получить новую информацию о глубинном изучаемом строении региона.

Библиографический список

1. Долгаль, А. С. Истокообразная аппроксимация гравитационного и магнитного полей, заданных в узлах равномерной сети / А. С. Долгаль // Компьютерные технологии обработки и интерпретации данных гравиметрической и магнитной съемок в горной местности. – Абакан: Фирма-МАРТ, 2002. – С. 49.
2. Аронов, В. И. Математические модели восстановления и анализа структурных поверхностей / В. И. Аронов // Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. – Москва: Недра, 1990. – С. 217-223.
3. Хаин, В. Е. Основные этапы развития Восточно-Европейской платформы / В. Е. Хаин, А. Ф. Лимонов // Региональная геотектоника (тектоника континентов и океанов): учебное пособие. – Тверь: ООО "Издательство ГЕРС", 2004. – С. 85-88.

Научный руководитель: Долгаль А. С., д.ф.-м.н., профессор.

**Фильтрационно-емкостные свойства и условия формирования
нижнеготтеривских отложений Тавдинского мегавыступа Иусского
нефтегазоносного района**

Капранова Е.А., Дернова Е.О., Щербина Ю.В.

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной
институт, г. Москва*

В представленной работе рассмотрены и сопоставлены различия механизмов формирования викуловской и леушинской свит с привлечением данных макроописания керна, биофациального, гранулометрического, петрографического и рентгеноструктурного анализов.

Нижнеготтеривские отложения изученного района представлены чередованием алевролитов, аргиллитов с редкими прослоями песчаников с линзовидно-волнистыми и реже косослоистыми текстурами, в различной степени нарушенными оползанием, эродированием, карманами внедрения, биотурбацией.

По данным РСА и микроскопии установлено, что за исключением карбонатизированных пропластков, отложения обеих свит имеют достаточно близкий минералогический состав.

Структура порового пространства

По данным описания шлифов поровое пространство пород обеих свит характеризуется наличием межзерновой пористости и пористости за счет выщелачивания полевых шпатов.

По данным растровой электронной микроскопии емкостное пространство викуловской свиты представлено межзерновыми полигональными и субизометричными капиллярами диаметром 0.01-0.05мм, иногда образующими единое емкостное пространство диаметром до 0.01мм. Для отложений леушинской свиты характерны межзерновые капилляры полигональной, реже щелевидной формы диаметром 0.005-0.08мм, также образующие единое емкостное пространство диаметром до 0.01мм. Обломочные породы обеих свит неравномерно трещиноватые. Микротрещинки полые, субгоризонтальные однонаправленные с раскрытием до 0.01-0.02мм для леушинской свиты, 0.005-0.03мм - для викуловской.

Определение генезиса отложений по гранулометрическим данным

Леушинская свита представлена преимущественно песчаными алевролитами и алевролитами, в разрезе викуловской свиты преобладают алевролиты. По данным гранулометрического анализа построены и рассмотрены гистограммы - графики распределения массовых долей в процентах по фракциям.

Для определения генезиса отложений были рассмотрены гранулометрические коэффициенты, наиболее часто используемые для интерпретации сред седиментации, – медианный диаметр зерен (Md), средний размер зерен (X_{cp}), коэффициенты сортировки (S_0) и асимметрии (As), эксцесс (Ex), отражающие основные особенности распределения зерен. Перечисленные величины рассчитаны аналитически методом статистических моментов в логарифмических единицах шкалы ϕ «фи» Крумбейна (PHI Scale) с использованием программы GRADISTAT v8[1].

Для обеих свит характерны малые значения медианного диаметра зерен (0.022 и 0.0156 мм для леушинской и викуловской свит соответственно), что говорит о низких скоростях движения среды.

Леушинская свита характеризуется плохой сортировкой (в основном $S_0=1\div 1.5$), отрицательными (большая часть) и положительными значениями асимметрии. При $As<0$ формирование осадка происходило, по-видимому, в относительно динамически спокойной среде.

Анализ значения среднего диаметра по разрезу показал значительное изменение данного параметра по глубине, что может свидетельствовать о нестабильности потока. Изложенное может соответствовать прибрежно-морским условиям осадконакопления (переход от фронта дельты к продельте).

В викуловской свите наблюдается преимущественно отрицательная асимметрия ($As<0$), мода распределения смещена в сторону мелкозернистых фракций ($Mo<Md<X_{cp}$), что схоже с леушинской свитой. Сопоставление среднего размера частиц с коэффициентом асимметрии в викуловской свите наглядно демонстрирует, что в при $As<0$ в разрезе преобладают частицы алевритовой размерности. По мере увеличения X_{cp} степень сортировки материала уменьшается ($S_0>1.0$), что косвенно свидетельствует о возможности привноса речных осадков.

Анализ диаграммы С-М Пассеги показал, что основная масса образцов леушинской свиты соответствует области однородной суспензии. Основная масса образцов викуловской свиты соответствует области пелагической и градационной суспензии[2].

Данные биофацциального анализа (палинологического и микрофаунистического анализов шлама) указывают на переходную континентально-морскую обстановку осадконакопления (с минимальным морским влиянием), сменяющуюся морской.

Петрофизическая характеристика

По данным лабораторных исследований керна для отложений леушинской свиты коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0,003-413,7(ср.зн.8,2, $n=156$) мД, коэффициент пористости 1,1-37,4 (ср.зн. 29,8, $n=181$) %, объемная плотность 1,68-2,66 г/см³ ($n=181$), минералогическая плотность 2,60-2,74 г/см³ ($n=181$); для отложений викуловской свиты коэффициент проницаемости изменяется в пределах

0,008-976,2 (ср.зн. 7,1, $n=113$) мД, коэффициент пористости 0,8-41,0% (ср.зн. 32,9, $n=175$), объемная плотность 1,58-2,7 г/см³ ($n=175$), минералогическая плотность 2,51-3,01 г/см³ ($n=175$).

Заключение

В результате проведенных исследований выявлено отрицательное влияние высокого содержания мелкоалевритовой и глинистой фракций на ФЕС пород-коллекторов. На основании сопоставления медианного диаметра зерен и основных параметров ФЕС выявлено закономерное увеличение проницаемости с ростом медианного диаметра и обратная связь с остаточной водонасыщенностью: чем ниже $K_{ов}$, тем больше Md , что напрямую связано с содержанием глинистого вещества в породе. Согласно микроскопическому изучению шлифов и данных растровой электронной микроскопии установлено, что процентное содержание глинистого цемента вверх по разрезу увеличивается.

Можно предположить, что накопление викуловской свиты происходило в более спокойной и устойчивой гидродинамической обстановке в сравнении с леушинской свитой. Данные выводы подтверждаются палеогеографической схемой Западной Сибири готеривского века [3].

Библиографический список

1. Krumbein, W. Size frequency distribution of sediments / W. C. Krumbein // Journal of Sedimentary Petrology. – 1934. – № 4. – P. 65-77.
2. Passega, R. Grain-size image of clastic deposits/ R. Passega// Sedimentology. – 1969. – № 13. – P. 233-252.
3. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. - С. – 745-776.

Использование дисперсии поверхностных волн Рэлея для изучения верхней части разреза

Кулакова Н.В.

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, г. Пермь*

При проведении сейсмических исследованиях методом отраженных и преломленных волн, как правило, возникает поле низкоскоростных, относительно низкочастотных поверхностных волн. Обычно на полевых сейсмограммах регистрируются волны Рэлея или Лява, интенсивность которых может значительно превышать уровень полезных волн, особенно

при наземных источниках наблюдения. В отличие от сейсмологии, где поверхностные волны широко используются для изучения строения земной коры и верхней мантии, в сейсморазведке они играют роль помех, затрудняющих регистрацию полезных волн, и в ходе обработки прикладываются значительные усилия для их эффективного подавления [1].

В то же время поверхностные волны несут существенно больше информации об упругих свойствах пород ВЧР, чем объемные. Качественная характеристика изменений в модели ВЧР по скоростям поверхностных волн может быть полезной для выделения зон неоднородностей. По тому, на каких длинах волн происходит наибольшее изменение скоростей, можно судить о предполагаемой глубине неоднородностей. Кроме того, определив параметры поверхностных волн, мы можем непосредственно перейти к анализу параметров объемных волн.

Главной особенностью поверхностных волн является дисперсия. Глубина, на которую распространяются колебания поверхностной волны, пропорциональна длине волны (или обратно пропорциональна частоте). Высокочастотная волна быстро затухает и характеризует первый слой, в то время как низкочастотная распространяется глубже и даёт характеристику более глубоких слоёв.

Зависимость фазовой скорости от частоты для данной среды называется дисперсионной кривой. Форма дисперсионной кривой отображает изменение жесткости с глубиной [2].

Анализ поверхностных волн осуществлялся в программе RadExPro с помощью модуля MASW. Многоканальный анализ поверхностных волн (MASW) предназначен для построения модели скоростей поперечных волн и является одним из методов инженерной геофизики, целью которого является изучение верхней части разреза (ВЧР) [2].

Первоначально нами были установлены параметры поверхностной волны: скоростной и частотный составы. Данный этап нужен для определения глубины исследования и вертикальной разрешающей способности.

После этого на каждую полученную сейсмограмму было рассчитано дисперсионное изображение. Далее, дисперсионная кривая была извлечена из изображения путем пикировки по максимумам амплитуд.

Инверсия - нахождения профиля поперечных скоростей, теоретическая дисперсионная кривая которого максимально приближена к измеренной кривой. Кривые показаны на рисунке 1. В модуле MASW реализована инверсия Оккама – минимизируется среднеквадратическая ошибка между кривыми при условии максимальной гладкости модели [2]. Профиль скоростей поперечных волн привязывается к середине приёмной расстановки. Двумерный профиль скоростей поперечных волн строится интерполяцией между полученными вертикальными профилями.

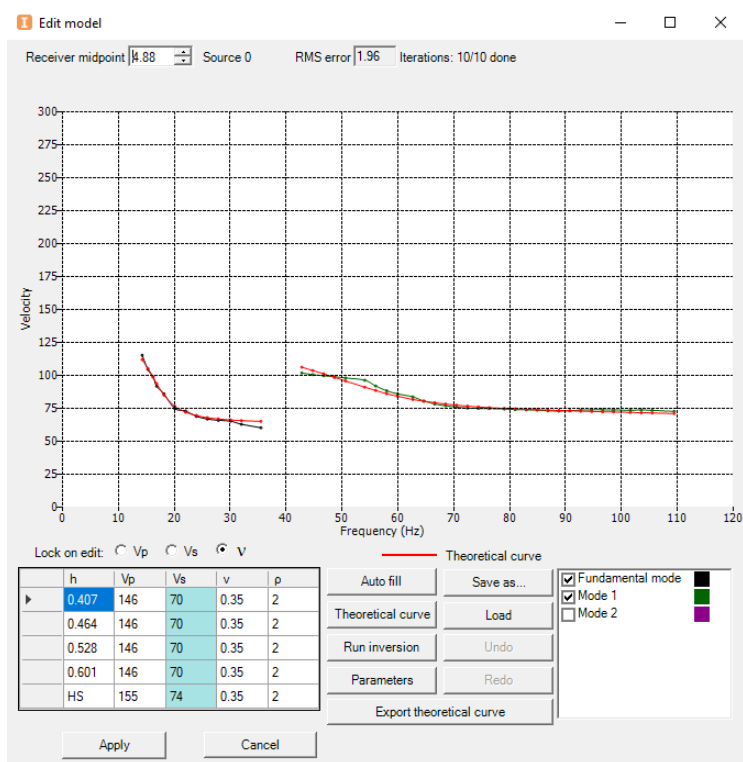


Рисунок 1. Теоретическая и измеренная дисперсионные кривые

В результате работы была построена итоговая модель среды, включающая в себя значения скоростей волн и расчленение по глубине, которая показана на рисунке 2.

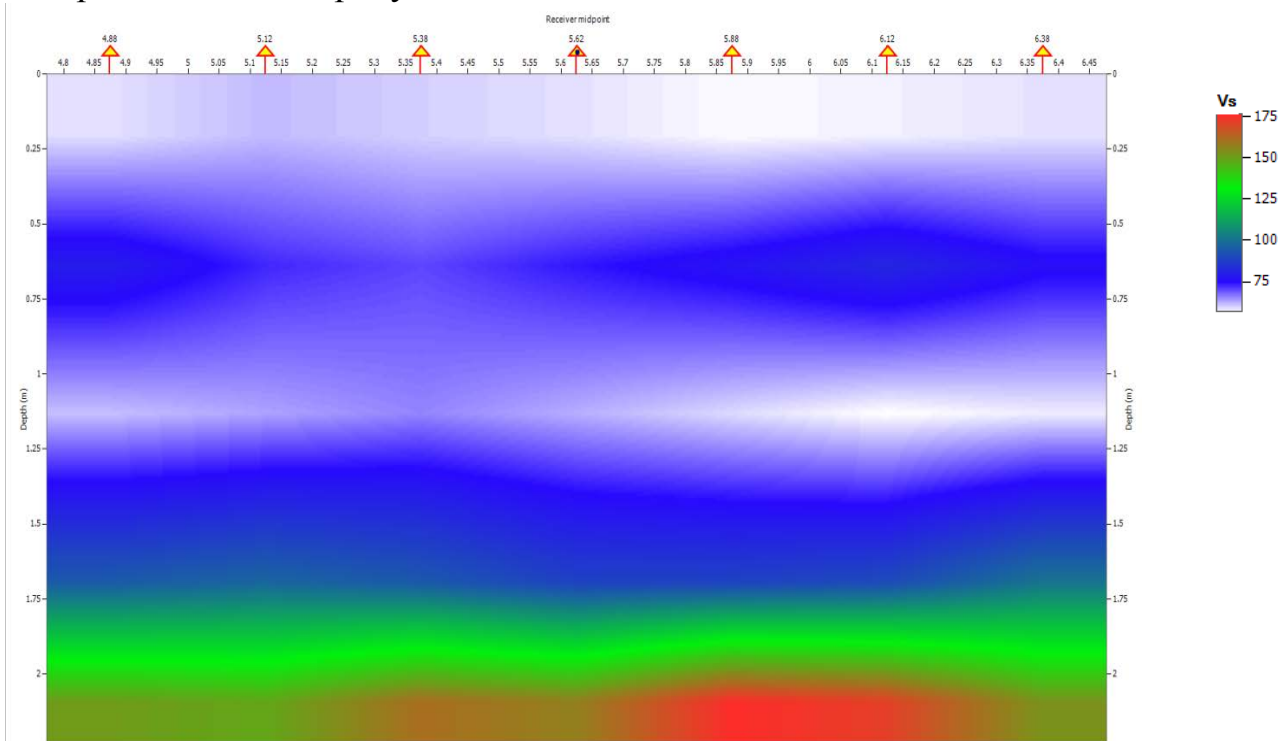


Рисунок 2. Модель изменения поперечных скоростей в среде

Выводы. Одним из главных и важных свойств поверхностных волн является дисперсия. С ее помощью мы можем оценить скоростные характеристики приповерхностной части разреза и учесть их при вычислении статических поправок, которые в свою очередь, имеют немаловажное значение при учете неоднородностей, имеющих в ВЧР, что в настоящее время является одной из главных задач сейсморазведки.

Библиографический список

1. Митюнина, И. Ю. К вопросу изучения верхней части разреза поверхностными волнами Лява и Рэлея / И. Ю. Митюнина, Б. А. Спасский, А. И. Бабкин // Межвузовский сборник научных трудов «Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа». – Пермь, 1999. – С. 30-36.

2. RadExPro 2013.2. Руководство пользователя (редакция от 01.07.2013). – Москва, 2013. – 447 с.

Научный руководитель: Спасский Б. А., доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Сейсмофациальное моделирование сеноманских залежей Западной Сибири

Линцер С.А.

Тюменский Индустриальный университет, г. Тюмень

Введение

При разработке газовых месторождений сеномана Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции часто возникает проблема, связанная с резким подъёмом подстилающих вод, и последующим обводнением скважин. В данной работе рассмотрена сеноманская залежь, отложения которой представлены разнотернистым песчаником и алевролитом, местами рыхлыми и слабоуплотненными (до песков). Основной причиной обводнения скважин при разработке данного объекта является отсутствие прослеживаемых глинистых перемычек в интервале пласта. Для дальнейшего планирования эксплуатационного бурения принято решение провести сейсмофациальный анализ, с целью выявления зависимости между песчаностью пласта и уровнем обводнённости скважины, исходя из фактических данных. Целью исследования является комплексирование данных динамического и фациального анализа для оконтуривания перспективных участков с минимальным риском обводнения.

Метод

По принятым представлениям, сеноман на территории Западной Сибири охарактеризован обмелением морского бассейна [1]. Песчано-алевритовые породы разделяются пачками серых (до темно-серых) глин, часто алевритистых, слюдистых, горизонтально-слоистых за счет тонких прослоев более светлого алевритистого материала и углефицированного растительного детрита, которые не выдержаны по латерали. В целом покурская свита условно делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

В разрезе преобладают прибрежно-морские фации, представленные глинисто-песчано-алевритовыми осадками приливно-отливной зоны, песчаными отложениями приливных и флювиальных каналов, песчано-алевритовыми отложениями умеренно подвижного мелководья и песчаниками аккумулятивных форм.

По скважинам проведена интерпретация с выделением вышеописанных фаций. Стоит отметить характерную для сеноманских отложений фациальную неоднородность, где даже соседние скважины, расположенные на небольших расстояниях 50-100 метров имеют своеобразные, отчающиеся друг от друга разрезы [2] (Рисунок 1). Распространение фаций, выделенных по керну, на остальном фоне скважин производилось по методике В. С. Муромцева [3]. В кровельной части пласта выделяется пачка мелководно-морских отложений, общая толщина которой изменяется от 16 до 3 метров. Верхняя пачка позволяет отследить увеличение «мористости» отложений с востока на запад. Подстилающие отложения характеризуются фациями переходной зоны. Верхняя граница подстилающего интервала имеет очень изменчивую конфигурацию, т.к. толщина русловых песчаников определяется глубиной врезания, которая в различных точках площади неодинакова. Песчаные прослойки невысокой мощности распространены неравномерно, что является основной особенностью фаций приливно-отливных каналов. Именно эта особенность имеет наибольшее влияние на скорость продвижения подстилающей воды.

Следующий этап – расчет поверхностных атрибутов и интерпретация динамических особенностей сейсмической записи с целью установления значимых связей с фациями, выделенными по скважинным данным. Динамические атрибуты проанализированы как на качественном уровне, так и на количественном уровне на основе статистической обработки. Поверхностные атрибуты *Sweetness*, *Relative Acoustic Impedance* и *Variance* выбраны для проведения анализа, т.к. на них лучше всего отражена сейсмофациальная обстановка.

Проведены расчёты с использованием карт поверхностных атрибутов и данных по скважинам с применением нейронных сетей. Выделены русла рек, которые удалось проследить на сейсмическом

атрибуте в области моделируемого участка (Рисунок 2). Сделана интерпретация электрофаций по кривым ПС, гамма-каротажа и кривой сопротивления с учётом керновых данных. Скважины с одинаковыми геолого-статистическими разрезами выделены в отдельные зоны. Электрофациальный анализ по скважинам в совокупности с сейсмическими атрибутами позволил создать концептуальную модель условий осадконакопления пласта.

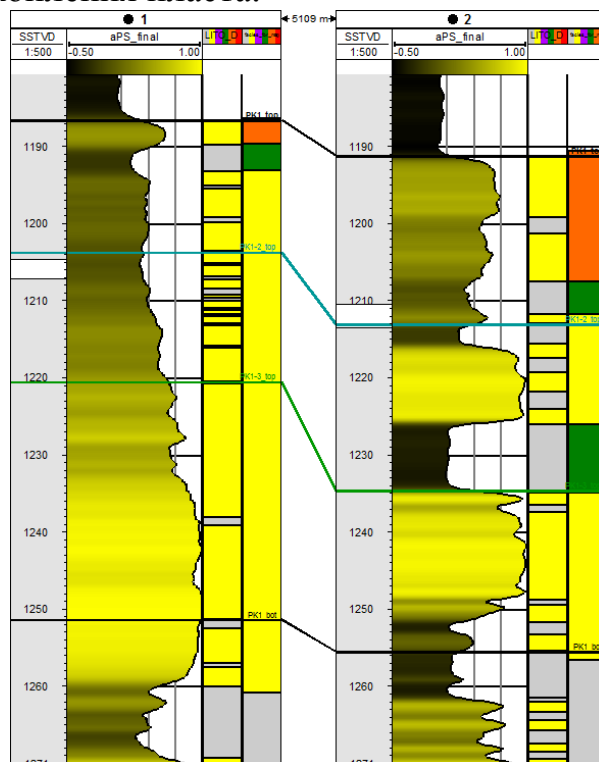


Рисунок 1. Корреляция разведочных скважин – опесчаненый и заглинизированный разрез.

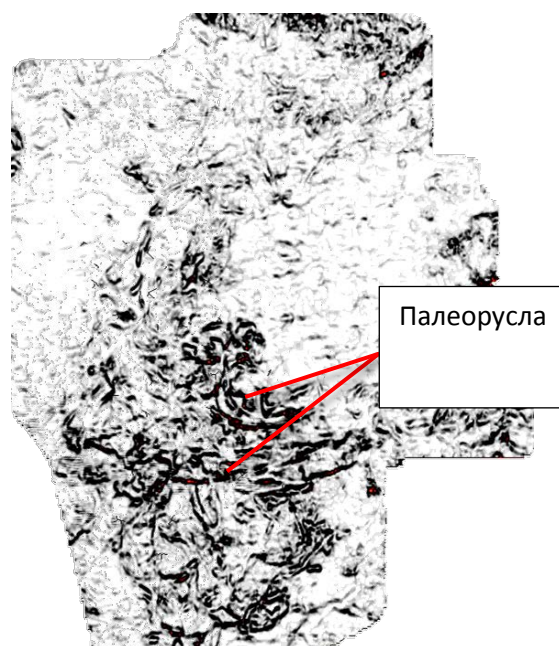


Рисунок 2. Поверхностный сейсмический атрибут *Variance*

Результаты

Сеноманские залежи характеризуются высокой степенью латеральной изменчивости. Это подтверждено данными бурения и прослеживается по характеру сейсмической записи, представленной хаотичным изменением амплитуд.

Расширенный атрибутный анализ материалов 3D сейсмике позволил выделить достаточно уверенные зоны аномалий сейсмической записи в интервале изучаемого пласта. С привлечением электрофациального анализа и описания керна построена концептуальная модель месторождения и определены ближайшие перспективы разработки. Выполнена основная задача анализа – прослеживается динамика распространения коллектора в межскважинном пространстве.

Выводы

Сейсморазведка в комплексе с геологическими исследованиями позволяет решать ряд задач прогнозирования распределения коллектора в межскважинном пространстве исследуемого интервала.

Данный анализ дает возможность в дальнейшем определить новые направления бурения и снизить риски преждевременного обводнения скважин.

При дальнейшей разработке месторождения обоснование бурения новых скважин планируется производить с учётом полученных данных.

Библиографический список

1. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 / Под ред. И. И. Нестерова. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – С. 63-65.
2. Жемчугова, В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем / В. А. Жемчугова. - Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 169 с.
3. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. - Наука, 1984. – С. 123-127.

Комплексные геолого-геофизические, геохимические и промысловые исследования процесса формирования и преформирования нефтяных месторождений

Неймышев И. С.

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

Имеющиеся данные о динамике процесса разработки нефтяных месторождений, о начальных извлекаемых запасах в сопоставлении с

фактической добычей нефти, материалы геофизических и геохимических исследований свидетельствуют о возможности современного подтока глубинной нефти, т.е., о «подпитке» разрабатываемых месторождений. О достаточно широких масштабах этого процесса могут говорить сведения о естественных просачиваниях нефти, установленных у берегов Австралии, Аляски, Венесуэлы, Канады, Мексики, США, Каспийском море, у острова Тринидад. Например, в морском бассейне у берегов Калифорнии лишь с одного участка дна поступает до 4 млн.т. нефти в год. Подсчеты, выполненные Ф. Г. Дадашевым и др. для Апшеронского полуострова, показали, что ежегодно на дневную поверхность выходят миллиарды кубометров тонн нефти. Это – продукты современного нефтегазообразования, не перехваченные ловушками.

Доказательство факта постоянного подтока глубинной нефти трудно переоценить. Он имеет фундаментальное значение для геологии и разработки месторождений нефти и газа.

Для установления факта современного подтока глубинной нефти и «подпитки» нефтяных месторождений необходимы 4 группы критериев: геохимические, промыслово-геологические, геофизические, геологические [1,2].

Геохимические критерии позволяют выявить на основе изучения эволюции во времени, мониторинга, трендов химического и изотопного состава различных фракций твердых, жидких, газообразных углеводородов и неуглеводородных газов. Необходимо проанализировать физико-химический состав нефтей (плотность, газонасыщенность, количество и динамика во времени содержания смол, асфальтенов); определить микроэлементный состав, изотопный состав углерода; провести мониторинг геохимических показателей.

Промыслово-геологические критерии включают в себя поиск новых признаков подтока глубинной нефти; анализ технологических показателей разработки по элементам разработки (площади, блоки, специфические скважины, зоны разуплотнения) месторождений; выбор полигонов и опорных скважин для локализации точек «подтока»; поиск признаков подтока глубинной нефти. Анализ технологических показателей разработки по элементам разработки (площади, блоки, специфические скважины, зоны разуплотнения) месторождений. Выбор полигонов и опорных скважин для локализации точек «подтока». Оценка промысловой эффективности методов стимуляции по площадям скважин и увеличения нефтеотдачи и сопоставительный анализ с целью создания способов интенсификации подтока глубинной нефти. Изучение параметров добываемых и остаточных нефтей, газа и попутнодобываемых вод месторождений. Выбор параметров для анализа и определение периодичности анализа проб. Определение объектов для анализа. Отбор и анализ проб нефти и воды. Выявление и изыскание наиболее

чувствительных параметров и нефтей с целью создания экспресс-индикатора подтока глубинной нефти.

Геофизические критерии основаны на выявлении характера распределения в пространстве интенсивности факторов, обуславливающих современный подток углеводородов (флюидов) в залежи на основе динамического анализа имеющейся поверхностной и скважинной геофизической информации.

Вероятные основные факторы, контролирующие подток углеводородов: наличие ярко выраженных пористых (трещиноватых) зон в осадочном чехле и в фундаменте, распределение зон растяжения и сжатия, современная динамика земной коры, пространственные тренды гидродинамического напора, температурные факторы тепло-массопереноса.

С целью построения геодинамических моделей геологической среды объекта и его обрамления и, на этой основе, выявления путей поступления и критериев концентрации глубинных углеводородов в верхнюю часть разреза коры, базируясь на изучении данных глубинной геофизики с позиций неравновесной термодинамики, планируется решить следующие основные задачи:

1. Геодинамический анализ материалов глубинной геофизики на основе законов и свойств самоорганизации сложно построенных природных систем.

2. Построение геодинамических моделей объекта и его обрамления на основе характеристик неравновесных термодинамических систем и данных глубинной геофизики.

3. Анализ нефтеносности объекта и его обрамления относительно выявленных геодинамических систем и оценка возможности применения геодинамических моделей для прогнозирования глубинной нефтеносности.

Геотермический мониторинг, т.е. измерение температуры и термоградиента во времени, позволит выявить подток жидких и газообразных флюидов как с больших глубин, так и латеральный массоперенос нефти и газа, определить некоторые параметры такого рода процессов, оконтурить области наиболее интенсивного подтока углеводородов.

Динамико-флюидное моделирование является новым и перспективным методом изучения осадочных бассейнов и позволяет осуществлять количественную оценку процессов миграции углеводородов и обосновывать механизмы их аккумуляции в реальной динамической системе «бассейн – фундамент».

Динамико-флюидная модель осадочного бассейна предполагает неоднородное распределение общего горного давления в пространстве осадочной толщи как результат ее замедленной реакции на изменение внешних силовых нагрузок со стороны фундамента. Закономерное

положение областей положительного и отрицательного давления формирует в осадочной толще флюидодинамический поток в определенных направлениях и с переменной скоростью течения. Определяя относительные оценки дискретной структуры (общей проницаемости) и градиента давления в каждой точке осадочной толщи, дает возможность получить параметры флюидодинамического потока и осуществить прогноз наиболее вероятной схемы миграции и аккумуляции флюида.

Геологические критерии включают в себя изучение процессов современной флюидизации на основе результатов бурения глубоких и сверхглубоких скважин. Объект исследования – керн, шлам, флюиды (вода, свободный газ) из скважин.

Полная картина данных о современной флюидизации дополняется анализом минералого-петрографических индикаторов миграции углеводородных флюидов в теле фундамента и осадочного чехла.

После сопоставления результатов по каждому направлению проводится комплексная интерпретация данных. В итоге получаем фактические данные о наличии подтока нефти и современной «подпитки» нефтяных месторождений; оконтуренные области наиболее интенсивного подтока углеводородов и даем рекомендации на проведение дальнейших, более детальных исследований.

Библиографический список

1. Печеркина, М. Ф. Ростехразведка (инновационные программы): специальный выпуск / под редакцией И. И. Нестерова / М. Ф. Печеркина, А. Г. Талалая. - Екатеринбург-Тюмень: ГК «НЕДРА», 2015. – 121 с.

2. Комплексные решения для горнорудной и нефтегазовой промышленности [Электронный ресурс] / Т. А. Глушкова [и др.]. // Современные проблемы науки и образования. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/103-6222>.

Научный руководитель – Талалай А. Г., д.г.-м.н., профессор.

Комплексирование сверхширокополосной радиометрии и зондирования становлением поля в ближней зоне с целью уточнения строения верхней части разреза

Переpletкин И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из главных причин неподтверждения сейсмического прогноза являются ошибки структурных построений, обусловленные искажающим влиянием ВЧР (зона малых скоростей ЗМС, мерзлота, траппы, карбонаты),

[5]. Необходимо применять альтернативные методы изучения ВЧР, чтобы преодолеть проблему дефицита информации. Среди альтернативных методов можно выделить зондирование становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) [6,8,9], а также находящуюся в стадии производственной апробации сверхширокополосную радиорадарную съемку методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ) [1-4].

При использовании метода ЗСБ (мЗСБ), на основе изучения поля переходного процесса, возбуждаемого при выключении тока в незаземлённой петле, определяют распределение электрической проводимости с глубиной. Рекомендуется использовать комбинированную соосно-разнесенную установку, где от одной генераторной петли измеряется сигнал на соосной и разнесенной приемных петлях (рис. 1). [8,9].

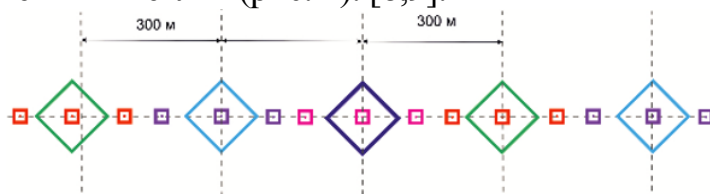


Рис. 1. Пример профильного расположения установок малоглубинных ЗСБ

Идея метода георадиолокационного зондирования (ГРЛ) заключается в излучении импульсов электромагнитных волн и регистрации сигналов, отраженных от границ раздела слоев среды с разной диэлектрической проницаемостью (ДП). Распространяющаяся волна испытывает следующие явления: отражение и преломление от границ раздела сред, дифракция. На сегодняшний день технические характеристики оборудования позволяют работать в диапазоне рабочих частот от первых сотен килогерц до 3 ГГц при вертикальном разрешении 1 нс на канал. Глубинность метода на современном технологическом уровне может достигать 1200 – 1300 м [2].

Предпосылкой к рассмотрению МОЭМВ и ЗСБ в едином комплексе стали испытания методов на уникальных объектах на полуострове Ямал – гигантских воронках, проведенные коллективом ЗАО «Таймер» в 2014 г [3]. На рис. 2, а представлены исходная волновая форма сигнала и радарограмма по одному из профилей территории, прилегающей к кратеру.

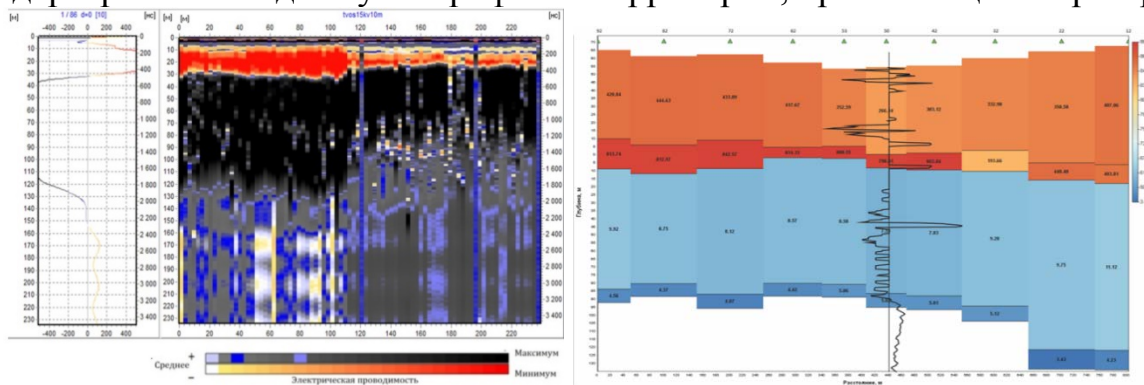


Рис. 2. а) Волновая форма и радарограмма профиля, пройденного георадаром. б) Геоэлектрический разрез по данным проведения мЗСБ

Исследования были проведены с помощью георадара ГРОТ 12 с антеннами 10 м, передатчиком 15кВ и длиной импульса 20 нс без ослабления. Видно, что ближняя к кратеру зона до отметок 112-115 м характеризуется меньшей контрастностью ДП до границ ММП, чем зона от 120 до 240 м по профилю, что может быть косвенным признаком произошедших при формировании кратера процессов, изменивших параметры среды в прилегающих слоях.

При проведении эксперимента методом ЗСБ на геоэлектрическом разрезе (рис. 2,б) на глубине 135-190 м была выделена кровля проводящего слоя, которую можно интерпретировать как подошву ММП, или, по крайней мере, как фазовую границу вода-лёд. Эта же граница хорошо выделяется в методе георадиолокации (рис. 2), что проявляется в быстром затухании сигнала при переходе в слой ниже границы ММП, характеризующийся высокой проводимостью. Данные бурения в районе Бованенковского НГКМ показали наличие границы ММП вблизи отметок 150 м глубины. В результате применения данного усредненного значения и последующей обработки было установлено, что данные электрофизических параметров разреза, полученные двумя методами по одному профилю, имеют хорошее соответствие [3].

По данным [7], шаг исследований методом мЗСБ составил 100 м. Данный факт существенно влияет на разрешающую способность и является недостатком метода. Уточнение параметров разреза и определение детальной структуры толщи ММП в перспективе будет возможно при применении георадиолокационного зондирования.

По результатам анализа последних исследований методами ЗСБ и МОЭМВ, их одновременное использование значительно расширяет круг решаемых задач и позволит в перспективе дополнять сейсмические данные МОВ-ОГТ в области ВЧР для повышения точности геологической модели (включая ВЧР). При модернизации георадарного оборудования (антенн, излучателей), а также повышения разрядности преобразователей до 20 на много увеличится глубинность работ и значительно повысится успешность геологоразведки за счет снижения объема неэффективного бурения. Помимо оптимизации затрат на этап ГРР также могут быть минимизированы негативные экологические последствия.

Библиографический список

1. К вопросу о требованиях к техническим характеристикам георадара при поиске полостей методом георадиолокации / Л. Б. Волкомирская [и др.] // Геология и геофизика. – 2018. – №4. – С. 541-552.
2. Волкомирская, Л. Б. Заглядывая вглубь Земли. Высокорастворимая электроразведка методом отраженных электромагнитных волн – перспективное направление геологоразведки / Л. Б. Волкомирская, О. А. Гулевич, Ю. Н. Долгих // Радиоэлектронные технологии. – 2018. – № 2. – С. 76-79.

3. Волкомирская, Л. Б. Исследование воронки на полуострове Ямал 10 ноября 2014 г. георадарами Грот-12 и Грот-12Н / Л. Б. Волкомирская, В. И. Сахтеров, А. В. Шерстнев // Освоение Арктики - новый виток в развитии отечественной науки и инноваций: сб. науч. тр. – Салехард: Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа, 2015. – 89 с.

4. Гулевич, О. А. Импульсное сверхширокополосное электромагнитное зондирование природных и техногенных сред с дисперсией: дис. на соиск. уч. ст. канд. физ.-мат. наук / О. А. Гулевич. – Москва: ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова РАН». – 128 с.

5. Долгих, Ю. Н. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части разреза: дис. на соиск. уч. ст. доктора геол.-мин. наук / Ю. Н. Долгих. – Тюмень: ТИУ. – 306 с.

6. Долгих, Ю. Н. Повышение эффективности геофизических исследований на основе внедрения полевого комплекса МОВ-ОГТ – МОЭМВ – ЗСБ / Ю. Н. Долгих, С. С. Санин // Современные технологии нефтегазовой геофизики: сб. науч. тр. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 107 с.

7. Поспеев, А. В. Современная практическая электроразведка / А. В. Поспеев, И. В. Буддо, Ю. А. Агафонов. - Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2017. – 331 с.

8. Опыт эффективного изучения ВЧР методом ЗСБм с системой FASTNAP / М. В. Шарлов [и др.]. - Иркутск: Приборы и системы разведочной геофизики. – 2017. – № 2. – С. 8-23.

9. Inversion of TEM responses to create a near surface velocity structure / I. Shelokhov [et al.] // First Break. – 2018. – № 10. – P. 47-51.

Особенности строения и литологии шешминского горизонта

уфимского природного резервуара сверхвязких нефтей

Ашальчинского месторождения

Садриева С. М., Валуллина Ч. А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Константинов Д. С.

Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, г. Октябрьский

В данной статье рассмотрены процессы образования и закономерности распространения ловушек шешминского горизонта, их морфология и условия формирования.

Объектом исследования является песчаная пачка шешминского горизонта уфимского яруса. Пачка ограничена в кровле «лингуловыми глинами» байтуганской толщи, в подошве – песчано-глинистой пачкой шешминского горизонта. По типу залежи нефти в уфимских отложениях относятся к массивным [1].

Залежи основных месторождений высоковязких нефтей Черемшано-Бастрыкской зоны, расположенной на западном склоне Южно-Татарского свода, разделены на три группы: северную, центральную и южную. Разделение на группы позволяют сделать результаты сравнения месторождений по таким коэффициентам, как коэффициент изопреноидности, отношение пристана к фитану [2].

По результатам исследований геологического строения природных резервуаров и условий их формирования на данной территории существует четыре фациальных зоны: русловая, дельтовая, авандельтовая, баровая (рисунок 1).

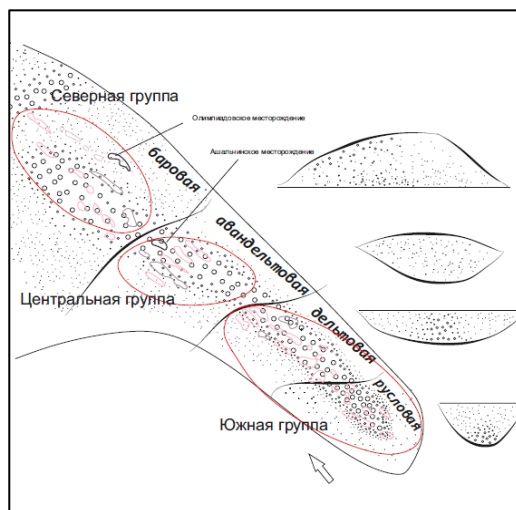


Рисунок 1. Схема изменчивости фациальных зон с расположением ловушек СВН и ПБ Черемшано-Бастрыкской зоны с их дифференциацией по трем группам

Для русловой зоны характерны наибольшая скорость и турбулентность водной струи, наиболее высокое содержание грубой и проницаемой фракции в донных наносах, процессы эрозии ложа. Наблюдается симметричное уменьшение размеров зерен по обе стороны от центральной (сводовой) части песчаных тел-ловушек.

В дельтовой зоне наблюдаются плавные изменения перехода от центральных частей к периферии. Ей характерна неглубокая долина, меньшие мощности. Коллекторские свойства хуже, по сравнению с русловой зоной.

Авандельтовая фациальная зона. Гранулометрический состав данной зоны постоянен. Присутствует различие в форме ловушек – линзовидная – в отличие от русловых и дельтовых. Пески авандельты, образованные в

результате переотложения предустьевых песков, имеют меньшую мощность и протяженность.

Формированию баровой зоны способствуют вдольбереговые течения и волны. На строение и форму песчаных образований влияют различные падение склона, на котором накапливаются осадки, интенсивность волновой энергии. В разрезе пласт имеет крутой склон со стороны, ограниченной лагуной, а обращенная к морю сторона спускается полого, образуя ряд низких террас. За счет гидродинамического потока со стороны моря в кровле откладывались крупные разности и мелкие – в подошве.

Изучение влияния условий седиментации на строение и морфологию ловушек рассмотрено на примере Ашальчинского месторождения, приуроченного к Центральной группе.

Снос осадочного материала происходил от возвышенных сооружений к равнинам, где происходило осаждение. В пределах Ашальчинского поднятия осадки поступали в направлении с юго-востока на северо-запад. Формирование ловушек происходило в прибрежно-морских условиях. Дельта палеореки активизировалась после продолжительной трансгрессии моря.

Обобщение данных гранулометрического анализа показывает, что породы песчаной пачки, в целом, хорошо отсортированы. В изменениях коэффициента сортировки и среднего размера зерен по площади прослеживается хорошо выраженная закономерность: уменьшается размер зерен по обе стороны от центра полосы повышенной мощности песчаников. Наряду с наличием обломков карбонатных пород из подошвы песчано-глинистой пачки шешминского горизонта свидетельствует об отложении кластического материала в подвижной гидродинамической среде с врезом в подстилающие слои. Таким образом, породы сформировались в подводно-дельтовой (авандельтовой) части древней реки. Авандельтовый генезис также подтверждается морфологией отложений песчаной пачки: песчаные тела имеют выпуклую поверхность.

В ходе изучения факторов, контролирующих формирование и распределение нефтяных залежей Черемшано-Бастрыкской зоны СВН, было изучено строение и литология песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса, и в результате, выявлено, что каждое месторождение, приуроченное определенной фациальной группе, имеет уникальные характеристики морфологии, строение, коллекторские свойства по простиранию и разрезу. Для подтверждения теоретических выводов по этим характеристикам, по которым формирование ловушек на Ашальчинском месторождении СВН относится к авандельтовым, был построен геологический разрез в крест простирания тел-ловушек (рисунок 2).

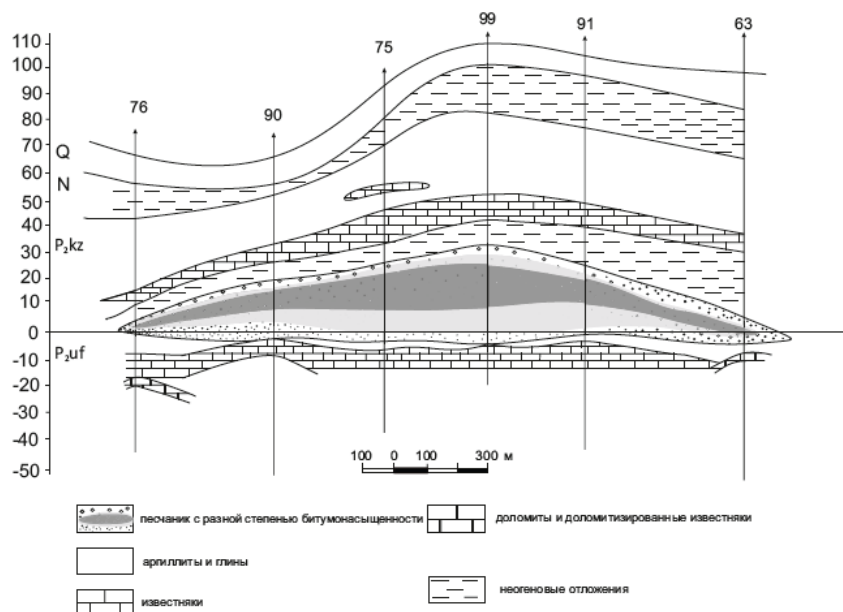


Рисунок 2. Геологический профиль Ашалчинского месторождения

Библиографический список

1. Ахметшин, А. З. Геологические основы освоения сверхвязкой нефти в нижнепермских и уфимских отложениях центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: дис. на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук / А. З. Ахметшин. – Казань: Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, 2016. – С. 47-53.

2. Успенский, Б. В. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан / Б. В. Успенский, И. Ф. Валеева. – Казань: Изд-во ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 368 с.

Научный руководитель: Успенский Б. В., д.г.-м.н., профессор.

Обоснование выбора скважин-кандидатов для бурения второго ствола с горизонтальным типом заканчивания даниловской свиты (пласт П2)

Салимьянова З.Б., Аллабирдина Г.Д.

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа

С ростом научно-технической деятельности в нефтяной отрасли, нефтегазодобывающие компании стремятся к более эффективному

использованию ресурсов. Для решения этих задач применяют множество методов, направленных на увеличение нефтеотдачи добывающих объектов. Бурение боковых стволов – один из таких методов, позволяющий извлечь ранее не охваченные разработкой остаточные запасы углеводородов.

В связи с этим правильный выбор скважин-кандидатов и обоснование применения эффективной технологии являются весьма актуальными. Приведены основные условия для выбора скважин-кандидатов для бурения боковых стволов. [1]

Выбранный нами участок, состоящий из 10 скважин, является весьма перспективным. Он является зоной с остаточными запасами в пласте П2. Общая площадь составляет 2582386 м² и в этом участке запасы пласта П2 составляют 1331,023 тыс.т., т.е. 10% от общего запаса нефти от пласта П2. Средняя пористость участка 20% с максимальным значением 24%. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7 м, средняя проницаемость 173 мД.

Текущий дебит нефти и обводненности по состоянию на 01.05.2018г. составляют 0,387 т/сути 98,617%. Эффективная нефтенасыщенная толщина в районе скважины D-1 составляет 8,2 м. ГТМ в этой скважине не проводилось.

С 2008 года наблюдается увеличение приемистости в скважине N-1, увеличение дебита жидкости и обводненности в скважине D-1. Наблюдается зависимость роста обводненности от увеличения закачки. Таким образом, влияющим фактором обводнения является нагнетательная скважина N-1. [2]

Промысловые показатели скважины D-1 соответствуют требованиям, принятым многими нефтедобывающими компаниями для выбора скважин-кандидатов предназначенных для бурения бокового ствола. Её эффективная нефтенасыщенная толщина превышает 2м, обводненность выше 90%, дебит нефти ниже 2 т/сут. Отсутствуют интерференции между соседними скважинами и значимые ГТМ. Скважина D-1 выполнила своё проектное предназначение и может быть рекомендована для бурения бокового ствола. [3]

Библиографический список

1. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забуривания боковых стволов за один рейс / Самигуллин В. Х [и др.]. // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 4. - С. 25-27.
2. Гилязов, Р. М. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами / Р. М. Гилязов, Р. Ш. Рахимкулов // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 11. - С. 10-12.
3. Фаттахова, Л. И. Эффективность зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей № 5 и № 8 бобриковского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения

республики Татарстан / Л. И. Фаттахова // Труды X Международного симпозиума им. Акад. М. А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр». - Томск, 2006. - С. 389.

Научный руководитель: Атсе Я.О, преподаватель – ассистент.

Литолого-фациальный анализ как основа построения геологической модели

Хаматзянов А.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

В работе предлагается концептуальная модель формирования бобриковских отложений на территории северного склона Южно-Татарского свода. На сегодняшний день существуют разные мнения формирования данных отложений. В своей работе Бабадаглы В.А. придерживается континентальной модели осадконакопления, другие исследователи считают, что бобриковские отложения формировались в морских и прибрежно-морских условиях.

Восстановление обстановок осадконакопления бобриковского горизонта проводилось с использованием электрометрических моделей фаций В.С. Муромцева. Данная методика по разным диагностическим признакам дает возможность установления фациальной природы. Для каждой фации характерна свойственная ей форма аномалий кривой потенциалов ПС. Форма кривой ПС содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать геологическое строение и толщину продуктивных отложений. С целью исключения влияния на величину отклонения кривой ПС таких факторов, как химический состав буровых растворов и искажение масштаба записи, данная модель дополнялась методом ГК.

В ходе работ по предложенной методике построены модели электрофации по 60 скважинам. В результате применения электрометрических моделей В.С. Муромцева и анализа форм и составляющих элементов аномалии ПС по скважинам, выделены различные обстановки осадконакопления.

Обобщение материалов керна в комплексе с детальным изучением каротажных диаграмм позволило выявить, что формирование группы пластов бобриковского горизонта происходило в прибрежно-морской части бассейна.

Для оценки связанности коллекторов бобриковского горизонта по площади с целью подбора и обоснования ГТМ рассмотрена динамика показателей разработки.

Можно сделать вывод, что проведенное локальное исследование по моделям фации Муромцева В.С., анализ керновых данных, согласованность с основными показателями разработки позволяет оконтурить песчаные тела и отнести их к различным фациям. Полученная модель фаций позволила оценить изменения ФЕС по латерали и горизонтали. Кроме того, анализ разработки месторождения с использованием данного подхода позволил выявить благоприятные зоны для вовлечения их в разработку.

Библиографический список

1. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М. М. Алиев [и др.]; АН СССР, ИГиРГИ. – Москва: Недра, 1975. – 263 с.
2. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.

Научный руководитель: к.т.н., доцент И.И. Ибрагимов.

Планирование исследования фланговых рудопроявлений для наращивания запасов в Коршуновском месторождении

Ярошук И.А.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск*

Коршуновское железорудное месторождение находится в районе г. Железногорска-Илимского Иркутской области на железнодорожной магистрали Тайшет – Лена. Оно является наиболее крупным месторождением Ангаро-Илимского железорудного района, расположенного в юго-западной части окраины Сибирской платформы. ПАО «Коршуновский ГОК» – единственное в Восточной Сибири горно-обогатительное предприятие по добыче и обогащению железной руды.

Видны перспективы развития месторождения, так как комбинат с каждым годом увеличивает добычу и имеется постоянный рынок сбыта – почти вся руда поставляется на Челябинский металлургический комбинат, поэтому месторождение имеет высокую степень разработки. Перед нами встаёт задача о изучении фланговых площадей для наращивания запасов полезных ископаемых с помощью магниторазведки.

Текстура руд – брекчиевиднo-вкрапленная, брекчиевидная, массивная, полосчатая и др. Месторождение локализовано в отложениях

чехла платформы, сложенных аргиллитами, известняками, мергелями, алевролитами, песчаниками и глинами верхоленской (верхний кембрий), устькутской, мамырской и братской (ордовик) свит. Основное рудное тело вытянуто с северо-запада на юго-восток на 1,6 км. при ширине 10-200 м.

Главный рудный минерал – магнетит, так же в небольших количествах присутствуют: мартит, пирит и др. Магнетит и пирит обладают наибольшей магнитной восприимчивостью. И как раз они порождают магнетитовые оруденения данного участка работ. [1]

Основная задача – обнаружить, выявить и оценить величину аномалии, которую создает магнетитовая жила. При благоприятных условиях (отсутствие наложенных аномалий, созданных другими телами) хорошим средством, является вычисление напряженности поля в нижнем полупространстве, так как очень высокая намагниченность тела обнаружится в быстром увеличении напряженности поля по мере удаления вниз от поверхности наблюдений.

Вычисление глубины залегания намагниченного тела по аномальному магнитному полю не вызывает затруднений: по наиболее простым формулам и палеткам вычислены глубина залегания 220-250 м, мощность 70-150 м, намагниченность $4 \cdot 10^{-2}$ СГС. Бурением установлена глубина залегания; 215 м, мощность свиты пластов 125 м.

Таким образом, путем вычислений найдено, что, хотя напряженность аномального поля невелика, намагниченность тела очень высокая. Столь высокая намагниченность свойственна только породам, содержащим магнетит. [2]

Магниторазведка – массовый, высокопроизводительный и экономически целесообразный метод картирования пород с различной магнитной восприимчивостью. По данным предшественников выделенные минерализованные зоны фиксируются резко дифференцированным магнитным полем, в котором выделяются пониженные линейные аномалии, совпадающие с наиболее деформированными частями складок – замками, шарнирными перегибами, осями. Именно в этих участках наиболее ярко проявлены метаморфические и рудообразующие процессы. Минимальная мощность таких зон около 20 м.

При выявлении фланговых площадей для наращивания запасов предусматривается постановка магниторазведки в площадном варианте в масштабе 1:10000 на площади 17 кв. км, из них 5 кв. км на площадях, перспективы которых определяются по результатам работ масштаба 1:20 000. Причем в юго-восточной части участка работы будут проводиться по сети 200м × 10м (см. рисунок 1) в связи с хорошей изученностью.

В связи с незначительностью дневных вариаций магнитного поля (~ 20 нТл) относительно градиентов, компактностью детальных участков, съемка по сети 200×10 будет проводиться от КП. Объем контрольных измерений 5 %. Среднеквадратическая погрешность не хуже ± 10 нТл.

Результаты съемки будут отображены в виде карт графиков и карт изодинам. [3]

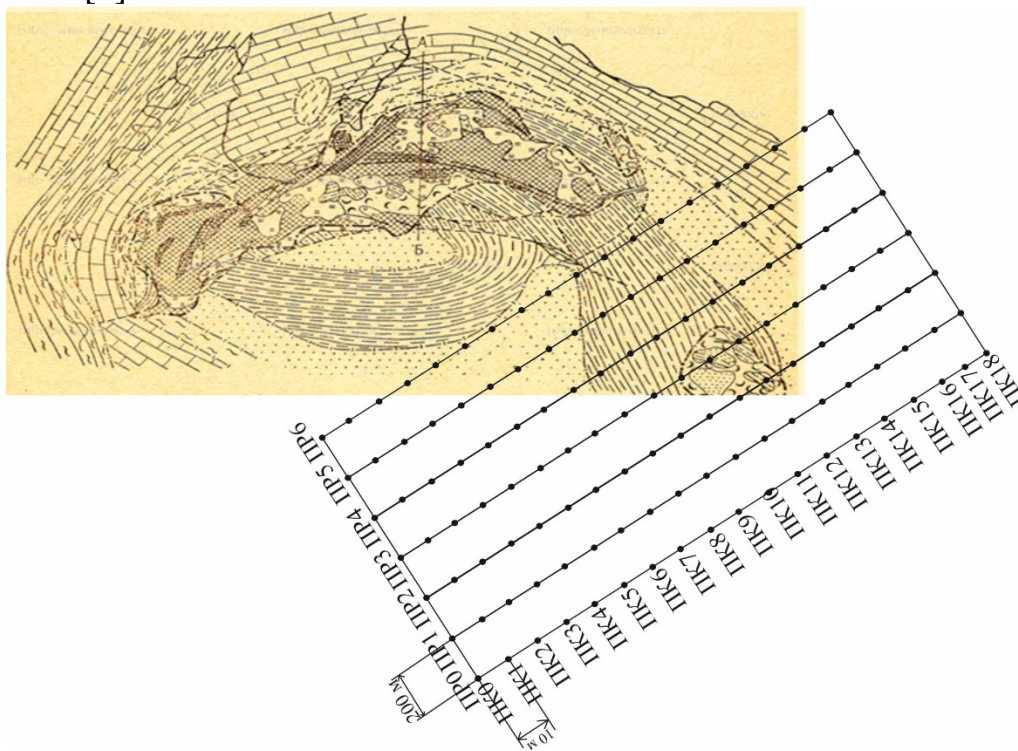


Рисунок 1. Схема сети наблюдений

Работы на данном участке планируется проводить при помощи прибора ММП-203. Магнитометр ММП-203 является прецессионным полевым магнитоизмерительным прибором переносного типа и предназначен для измерения абсолютного значения магнитного поля Земли.

Важным этапом, предваряющим полевые измерения, является математическое моделирование геофизического строения участка работ. Моделирование дает возможность осуществить выбор оптимальных параметров установки для решения поставленной геологической задачи. При разработке программы особое внимание уделено учету априорной информации. Ввиду эквивалентности обратных геофизических задач, качество получаемых результатов напрямую зависит от количества используемых априорных данных. [4]

В результате было спланировано исследование фланговых рудопроявлений для наращивания запасов. Основным объектом исследования представлял вид магнетитовой жилы. Провелась магниторазведочная работа в площадном варианте в масштабе 1:10000 на площади 17 кв. км, причем работы проводились в юго-восточной части участка по сети 200м×10м в связи с хорошей изученностью. Магнитную съемку проводили при помощи магнитометра ММП-203. У этого прибора относительно не большая погрешность измерений, полученные данные можно с легкостью открыть на персональный компьютер и получить визуальную картину наблюдений.

Поиски магнетита не ограничиваются одной лишь магниторазведкой, для выявления рудных залежей требуется проведение дополнительных электроразведочных, радиометрических работ.

Библиографический список

1. Заборовский, А. И. Магниторазведка / А. И. Заборовский // Справочник геофизика. – Т. VI. – 1969. – С. 398.
2. Статья [Электронный ресурс] // Поиски и разведка железорудных месторождений. Режим доступа – <http://fccland.ru/magnitorazvedka/1585-poiski-i-razvedka-zhelezorudnyh-mestorozhdeniy.html>.
3. Конценебин, Ю. В Учебное пособие для студентов специальности – геофизика [Электронный ресурс] / Ю. В. Конценебин, Е. Н. Волкова // Интерпретация магнитных аномалий [Электронный ресурс]. – <http://window.edu.ru/resource/352/66352/files/Interpritaciya.pdf>.
4. Житова, Л. М. Минеральные типы и зональность железных руд Коршуновского месторождения (Сибирская платформа): 04.00.11 / Л. М. Житова; ГИН СО РАН. – Новосибирск, 2000.
Научный руководитель: Канайкин В.С., кандидат геолого-минералогических наук, доцент.

Азимутально-распределенный датчик СТИ

Набиуллин Д.Ш., Космылин Д.В.

Башкирский государственный университет, г. Уфа

В настоящее время, широкое применение в промышленной геофизике получили термоанемометры косвенного нагрева, более известные как датчики СТИ (скважинные термоиндикаторы притока).

Но широко применимые на сегодняшний день датчики СТИ имеют ряд недостатков, в частности: чувствительность к температурным аномалиям в стволе скважины и радиальному и осевому потокам.

На кафедре геофизики БашГУ был разработан и изготовлен азимутально-распределенный датчик СТИ, косвенного нагрева. Применение вместо традиционно применяемого резистивного нагревателя индуктивного позволило добиться равномерного нагрева поверхности датчика.

За основу датчика была взята тонкостенная металлическая гильза диаметром 15 мм. В центр гильзы помещен индуктор, состоящий из диэлектрического каркаса и обмотки из медного провода. С наружной стороны гильзы припаяны две термодпары, расположенные симметрично относительно оси датчика. При эталонировке поток жидкости направлялся

перпендикулярно корпусу датчика со стороны термопары №1 («датчик на потоке»). Термопара №2 («датчик в тени») находится в «тени».

По результатам эталонировки азимутально – распределенного датчика СТИ можно сделать следующие выводы:

1. Зависимость температур термопар от скорости потока нелинейная, как и у традиционного датчика СТИ.
2. При скоростях потока более 2 см/сек ($\sim 22 \text{ м}^3/\text{сут}$ для колонны 5^{3/4}) чувствительность датчика уменьшается.
3. При дифференциальном включении датчиков температуры значительно снижается влияние внешней температуры и осевого потока.
4. Максимальный перегрев датчика относительно температуры окружающей среды порядка 2⁰С (у стандартного –50⁰С). Малое значение перегрева уменьшает флуктуации температуры вызванные тепловой конвекцией с поверхности датчика при измерении малых скоростей потока.

Разработанный азимутально – распределенный датчик СТИ показал достаточно высокие метрологические характеристики, позволяющие рекомендовать его к применению в составе комплексной скважинной аппаратуры. Однако имеется ряд вопросов для ответа на которые необходимо продолжить работы по улучшению конструкции и характеристик датчика. В частности:

1. При проведении геофизических исследований в эксплуатационных скважинах возникает необходимость в оценке дебитов (приемистостей) порядка нескольких кубометров в сутки (скорости потока меньше 0,5 см/сек). Для определения характеристик разработанного датчика при малых скоростях потока требуется доработать «ротационный» стенд для работы на скоростях менее 0,5 см/сек.
2. Поскольку в стволе эксплуатационных скважин кроме воды может находиться нефть, газ, а также их смеси в различном процентном и структурном соотношении необходимо продолжить исследование характеристик датчика в условиях, приближенных к скважинным.

Библиографический список

1. Валиуллин, Р. А Исследования действующих скважин / Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин. - Уфа: Информ-реклама, 2010. - С. 184.
 2. Жувагин, И. Г. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД / И. Г. Жувагин, С. Г. Комаров, В. Б. Черный. - Москва: Недра, 1973. - С. 81.
- Научный руководитель.: Федотов В. Я., ст. преп. физ.-тех. инст. БашГУ.

Моделирование теплообмена при промывке скважины

Шнар А.С.

Башкирский государственный университет, г. Уфа

В ряде ситуаций на практике необходимо применение такой процедуры, как промывка скважины – циркуляция (непрерывная или периодическая) промывочного агрегата (газа, воды или бурового раствора). В частности, использование промывки уместно для удаления газогидратной пробки путем нагрева поступающим в скважину буровым раствором; прогрев ствола скважины для предотвращения выпадения парафинов; охлаждение геофизических приборов. Чтобы использовать этот метод наиболее эффективно необходимо знать, каким образом происходит теплообмен в скважине.

Цель моей работы – исследовать теплообмен в скважине при прямой и обратной промывке для разных режимов.

Создана модель, позволяющая теоретически исследовать теплообмен между двумя встречными движущимися потоками и окружающей средой [1].

$$\begin{aligned}c_m G \frac{dT_d}{dz} &= h_t (T_a - T_d) \\ -c_m G \frac{dT_a}{dz} &= -h_t (T_a - T_d) + h_a (T_f - T_a) \\ T_d|_{z=0} &= T_{d0} \\ T_d|_{z=H} &= T_a|_{z=H} \\ T_f &= T_0 + \Gamma z\end{aligned}$$

Проанализировано влияние продолжительности промывки [2].

Общие допущения для модели – уравнения теплопереноса записано для средней по сечению температуры жидкости, в силу турбулентного течения рабочей жидкости в НКТ и затрубном пространстве; в потоке рабочей жидкости по вертикали учитывается только конвективный теплоперенос и не учитывается кондуктивный теплоперенос вследствие большой скорости течения жидкости [3].

Для модели было получено аналитическое решение. Результатом является численное решение поставленной задачи в виде зависимости температуры рабочей жидкости в НКТ и затрубном пространстве от глубины.

Аналитический вид решения:

$$\begin{aligned}T_d(z) &= C_1 e^{\lambda_1 z} + C_2 e^{\lambda_2 z} + T_0 + \Gamma z - B\Gamma \\ T_a(z) &= B\lambda_1 C_1 e^{\lambda_1 z} + B\lambda_2 C_2 e^{\lambda_2 z} + B\Gamma + T_d(z)\end{aligned}$$

Где

$$\lambda_{1,2} = \frac{h_a}{2Bh_t} \pm \frac{1}{2B} \sqrt{\left(\frac{h_a}{h_t}\right)^2 + 4 \frac{h_a}{h_t}}$$

$$C_1 = - \frac{(T_{d0} + B\Gamma - T_0)\lambda_2 e^{\lambda_2 H} + \Gamma}{\lambda_1 e^{\lambda_1 H} - \lambda_2 e^{\lambda_2 H}}$$

$$C_2 = \frac{(T_{d0} + B\Gamma - T_0)\lambda_1 e^{\lambda_1 H} + \Gamma}{\lambda_1 e^{\lambda_1 H} - \lambda_2 e^{\lambda_2 H}}$$

На основе решения была создана программа (калькулятор), позволяющая до начала промывки рассчитать её влияние на скважину и окружающую породу. Данная программа может быть использована при выборе режима промывки скважины для решения поставленных задач.

Библиографический список

1. Рамазанов, А. Ш. Моделирование распределения температуры в бурящейся скважине / А. Ш. Рамазанов, Р. З. Акчурин // Вестник Башкирского университета. - 2016. - Т. 21, № 2. – С. 269-273.
2. Михеев, М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – Москва: Энергия, 1977. – 344 с.
3. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – Москва: Недра, 1965. – 238 с.

Научный руководитель: Рамазанов А.Ш., д-р техн. наук., профессор.

МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ

Проведение геолого-технических мероприятий по изменению профиля приемистости в нагнетательных скважинах с трещинами авторазрыва

Остапчук Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Эффект образования в нагнетательных скважинах трещин авторазрыва при высоких давлениях нагнетания известен достаточно давно, однако и на сегодняшний день нефтяные компании зачастую не уделяют данному явлению должное внимание. Результатом, как правило, становится либо уход нагнетаемой воды в непродуктивные зоны, либо их прорыв напрямую в добывающие скважины. По своей природе механизм разрыва породы при заводнении близок к механизму образования трещин при проведении на скважине гидроразрыва пласта (ГРП), однако, трещина авторазрыва (автоГРП) не закрепляется расклинивающим агентом и не имеет постоянной геометрической формы, изменяясь в размерах вместе с изменением давления нагнетания [1].

В данной работе выдвигается, а затем и обосновывается гипотеза о том, что наличие трещины авторазрыва в нагнетательной скважине может привести еще к одному нежелательному эффекту. Так, при анализе эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в нагнетательных скважинах трех месторождений были выявлены множественные случаи, когда мероприятия по изменению профиля приемистости имели эффект, обратный ожидаемому: в результате проведенной обработки призабойной зоны (ОПЗ) в нагнетательной скважине ее приемистость снижалась, а в результате выравнивания профиля приемистости ВПП – увеличивалась. При этом нагнетательные скважины на перечисленных месторождениях работают с давлениями, близкими к давлению разрыва. Таким образом, авторы предполагают, что непосредственной причиной проведения неэффективных ГТМ в нагнетательных скважинах может являться наличие трещины авторазрыва.

Всего на трех месторождениях было проведено 212 ОПЗ и ВПП, из которых 69 оказались с противоположным эффектом.

Стоит отметить, что из 33 вышеуказанных ГТМ 19 заключались в проведении ОПЗ, а 14 – в проведении ВПП, при этом 15 из 19 ОПЗ и 7 из 14 ВПП проведены в скважинах с трещинами авторазрыва. Также была сопоставлена эффективность проведения ГТМ в скважинах с трещиной автоГРП, ГРП и в скважинах без трещины. По результатам можно сделать вывод, что потенциальная вероятность проведения неэффективного ГТМ в скважине авторазрыва почти в два раза превышает аналогичный показатель для скважин без трещины и для скважин с проведенным ГРП.

Природа зависимости эффективности проведения ОПЗ и ВПП в скважине от наличия в ней трещины автоГРП обусловлена влиянием скин-фактора на распространение волны депрессии в прискважинной зоне пласта.

При проведении обработки призабойной зоны и выравнивания профиля приемистости и наблюдаются вышеописанные явления. Так, в результате ОПЗ скин-фактор скважины уменьшается, а после ВПП – увеличивается; аналогичным образом изменяется и давление на стенке скважины. В случае со скважинами с трещинами автоГРП принципиальным является то, как давления на стенке скважины до ГТМ и после ГТМ соотносятся с давлением разрыва породы.

Эффект, описанный в работе, позволяет более осмысленно подойти к вопросу о подборе ГТМ для нагнетательных скважин, в которых выполняется условие образования трещины авторазрыва.

Библиографический список

1. Афанасьева, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания [Текст]: монография / А. В. Афанасьева, А. Т. Горбунов, И. Н. Шустеф. – Москва: Недра, 1975. – 216 с.

Научный руководитель: Грачев С.И., доктор техн. наук, профессор.

Разработка технологии приготовления, облегченного тампонажного раствора для скважин с добавкой из планарных наночастиц, повышающей прочностные адгезионные свойства бетона.

Сафаргалиев Р.Ф.¹ Ф.К. Шабиев²

¹⁾ Тюменский Государственный Университет, г. Тюмень

²⁾ Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Крепление скважин в районах с суровым климатом является сложной технологической задачей, для решения которой требуется использование особенных технических средств и технологических методов.

Наибольшее распространение в практике цементирования скважин получило применение тампонажных портландцементов с добавлением облегчающих материалов [1]. Тампонажные смеси, содержащие традиционные облегчающие добавки, не всегда справляются с решением требуемой задачи по качественному креплению, так как повышенное давление в скважине приводит к разрушению облегчающих наполнителей, плотность раствора резко возрастает, и он становится непрокачиваемым [1,2].

Из вводимых в тампонажные растворы облегчающих наполнителей можно выделить полые микросферы, характеризующиеся низкой плотностью, высокой прочностью и малыми значениями теплопроводности. Полые микросферы представляют собой порошок из сферических тонкостенных частиц размером от 10 до 500 мкм, насыпной плотностью от 100 до 450 кг/м³ и теплопроводностью от 0,05 до 0,067 Вт/(м·°С). Внутренняя полость их заполнена углекислым газом, аммиаком, сернистым газом или азотом. Данные микросферы могут разрушаться в процессе гидратации цемента. [1,3]

Цементный камень с микросферами не является однородной структурой. Это гетерогенная структура вследствие чего каждая фаза отделена друг от друга поверхностью раздела, при переходе через границу раздела наблюдается резкий скачок физико-химических свойств, который может привести к образованию трещин и разгерметизации скважин. Поэтому необходимо проводить исследования направленные на снижение неоднородности свойств на границе раздела «цементная матрица-микросфера».

Предлагается вводить углеродные наночастицы, которые за счет сил Ван-дер-ваальсовского взаимодействия будут выстраиваться на границе раздела фаз и способствовать значительному снижению скачка физико-химических свойств, а значит снижать риск образования трещин.

Для проверки данной теории были проведены опыты. Изготавливались образцы цементного камня двух видов: традиционные изготовленные по ГОСТ 1581-96 [4] и образцы, в которых вода заменялась на водную суспензию наночастиц углерода приготовленную по методике, описанной в работе [5]. Фотографии полученных образцов представлены на рисунке 1

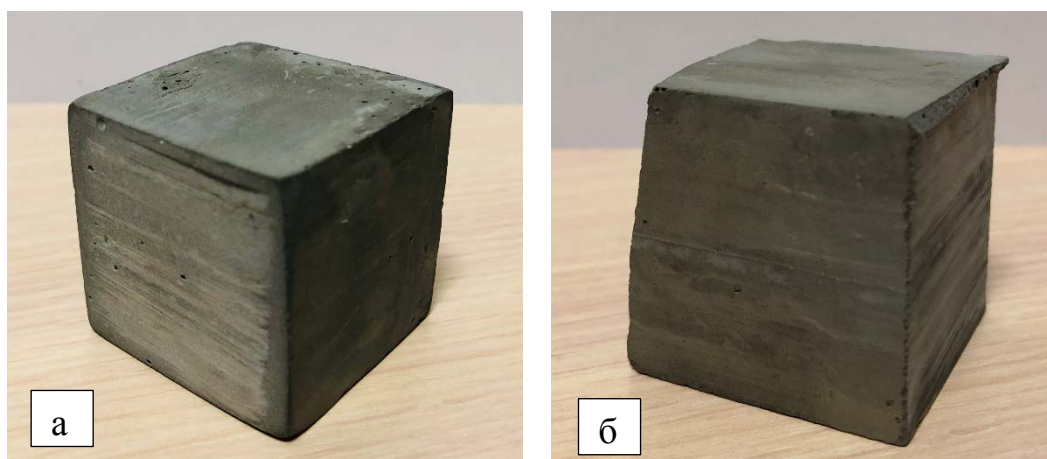


Рисунок 1. Снимки образцов, а – образец, изготовленный по ГОСТ б – образец, изготовленный на основе водной суспензии наночастицами.

После изготовления образцов были произведены механические испытания цементного камня. Получены результаты изображены на рисунке 2.

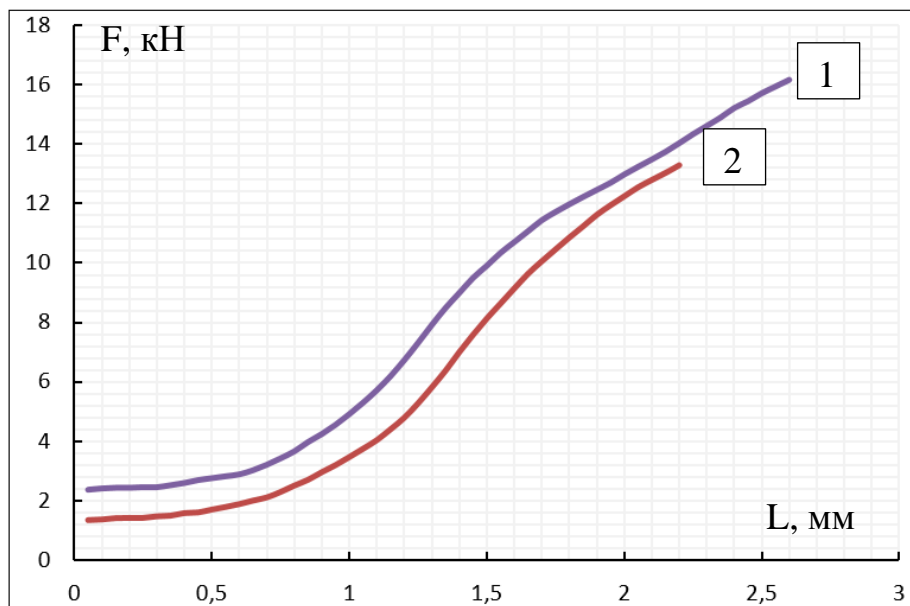


Рисунок 2. Результаты механических испытаний образцов цементного камня. 1- бетон с наночастицами 2 – «традиционный» бетон

Из графика виден рост прочности раствора с наночастицами на 19% по сравнению с «традиционным» и пластичности на 15%.

Таким образом можно сделать вывод о перспективности разработки технологии приготовления, облегченного тампонажного раствора с добавкой из планарных наночастиц.

Библиографический список

1. Мерзляков, М. Ю. Применение тампонажных растворов с включением полых микросфер при креплении скважин в криолитозоне / М. Ю. Мерзляков, А. А. Яковлев, // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). — 2015. — №5. — С. 370-376.
2. Орешкин, Д. В. Эффективные облегченные тампонажные растворы для условий аномально низких пластовых давлений и многолетнемерзлых пород / Д. В. Орешкин // Нефтяное хозяйство. — 2008. — №1. — С. 50-53.
3. Детков, В. П. Физико-химическая механика – основа для разработки технологии цементирования скважин в условиях крайнего севера / В. П. Детков, А. Р. Хисматулин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2003. — №7. — С. 31-37.
4. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Тампонажные портландцементы на основе портландцементного клинкера,

предназначенные для цементирования нефтяных, газовых и других скважин. — Введ. 1998-10-01 — Москва: Изд-во стандартов, 1998. — 18 с.

5. Pakharukov, Y. V. Oil Displacement from a Porous Medium with the Aid of a Graphite Suspension / Y. V. Pakharukov, F. K. Shabiev, R. F. Safargaliev // Technical Physics Letters. – 2018. - vol. 44. – P. 130-132.

Научный руководитель: Пахаруков Ю. В. д-р физ.-мат. наук, профессор.

Изучение влияния механических примесей на изменение напорно-энергетической характеристики ЭЦН

Шамков А.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В Современное состояние нефтегазодобывающей промышленности страны характеризуется тенденцией постоянного ухудшения качества ресурсной базы, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов в структуре активов нефтяных компаний, а также возникновением осложнений условий эксплуатации. Все это приводит к увеличению мало- и среднедебитных скважин. Вследствие низкой продуктивности скважин применяются различные методы интенсификации добычи, а эксплуатация ведется на форсированных режимах работы. Как правило, после подобных мероприятий эксплуатация скважин сопровождается повышенным содержанием мехпримесей, высоким содержанием газа в продукции и другими осложняющими факторами [1].

Пескопроявление – наиболее распространенная проблема для формирования задачи управления осложнениями на истощенных месторождениях. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и часто выводящей скважины из эксплуатации. Отказы и снижение работоспособности насосного оборудования главным образом связаны с накоплением необратимых повреждений в их деталях, узлах и элементах [2]. В представленной работе будут рассмотрены только повреждения, имеющие механический характер, а именно абразивный износ сопрягающихся деталей и эрозийный износ лопаточного аппарата, являющегося важнейшей деталью ЭЦН. Накопленный практический опыт позволяет утверждать, что эрозия (в виде «промыва») обычно возникает в зоне вихревого течения, а ее интенсивность зависит от концентрации, среднего размера и формы частиц механических примесей. Другим не менее разрушительным видом абразивного износа является абразивное

стирание сопряженных цилиндрических поверхностей [3]. Повреждение рабочего колеса в результате эрозионного износа приводит к снижению эксплуатационных показателей работы ЭЦН (подачи и напора), что в свою очередь приводит к ухудшению и осложнению ведения технологического процесса.

Актуальность настоящего исследования в значительной степени связана с недостаточной проработанностью вопросов в оценке скорости деградации энергетических и напорных характеристик насоса в условиях выноса механических примесей, и как следствие оценки периода эффективной и безаварийной работы погружного оборудования.

Для исследования скорости деградации энергетических и напорных характеристик насоса в условиях выноса механических примесей на стенде в лаборатории «Техники и технологии добычи нефти» кафедры РиЭНМ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены испытания двухсекционных насосных установок обычного и износостойкого исполнения, общий вид стенда которой показан на рисунке 1.

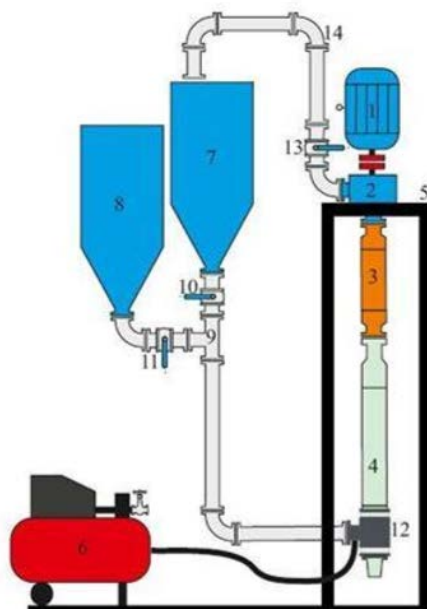


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки для проведения исследований насосных сборок на износостойчивость

Каждый цикл испытаний проходил с получения напорной и энергетической характеристик компоновки (напор, потребляемая мощность, КПД в зависимости от подачи). Режимы работы компоновки изменяются в соответствии с показаниями датчика, установленного на выходе насоса. С каждым циклом характеристики компоновки будут меняться по мере износа внутренних органов насоса.

В процессе эксперимента с интервалом 1 час замерялись следующие параметры: давление на входе в насос, давление на выходе из насоса, подача насоса по жидкости, температура рабочей смеси, потребляемая

мощность компоновки. После завершения цикла испытаний установка промывается чистой водой от мехпримесей. В результате проведенных испытаний были получены напорноэнергетические характеристики для всей компоновки целиком и отдельно для каждой секции при различной степени износа внутренних органов ЭЦН.

Установка состоит из следующих основных элементов: электродвигатель – 1; приёмный модуль – 2; верхняя секция исследуемого насоса – 3; станина – 5; узел подвода рабочей смеси – 12; нижняя секция исследуемого насоса – 4; линия отвода рабочей смеси – 14; бак (120 л) с рабочей смесью – 7; компрессор – 6; запорная арматура – 10, 11 и 13; емкость для промывки – 8.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- определить основные области насосного оборудования, в наибольшей степени, подвергшиеся абразивному и эрозионному воздействию механическими примесями, а также преобладающий тип и характер износа для этих областей;
- оценить вклад каждого из типов износа в величину комплексного воздействия, создаваемого частицами абразива;
- определить влияние от наличия нескольких секций насоса на степень износа механическими частицами;
- определить характер влияния износа на основные характеристики погружного центробежного насоса;
- определить отличия в степени влияния механических частиц в зависимости от различных исполнений насоса (обычное и с износостойким покрытием).

Библиографический список

1. Мельниченко, В. Е. Опыт работы оборудования УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / В. Е. Мельниченко, А. С. Жданов // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 32 – 38.

2. Волков, М. Г. Применение имитационного моделирования для прогнозирования срока эксплуатации электроцентробежного насоса при интенсивном эрозионном износе // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» / М. Г. Волков, В. Г. Михайлов, П. И. Чермянин. – 2015. - №2. – С. 82 – 86.

3. Литвиненко, К. В. Прогнозирование технического состояния УЭЦН в условиях интенсивного выноса мехпримесей: дис. ... канд. техн. наук / К. В. Литвиненко. – Уфа, 2015. – 257 с.

Научный руководитель: А. В. Деньгаев, канд. техн. наук, доцент.

Модернизация моделей и методов прогнозирования функционирования изолированных систем электроснабжения на примере нефтепроводов

Воронцов Д. В.

ПАО «НК «Роснефть», г. Москва

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].

Однако до сих пор одной из основных проблем, которая существует в современной энергетике, остается оптимальный подбор мощности солнечных батарей, ветрогенераторов и накопителей электроэнергии, а также прогнозирование функционирования изолированных систем энергоснабжения с большой долей генерацией от возобновляемых источников энергии с учетом стохастического характера выработки электроэнергии.

Существующие методы и модели базируются на концепции четкой логики, т.е. в их математическом описании расчет производится в определенных точно заданных параметрах. Модернизация методов и моделей была проведена с применением элементов нечеткой логики для решения дифференциальных уравнений, описывающих основные характерные параметры режимов работы системы. На основе полученных математических моделей, была разработана программа, которая позволяет рассчитывать параметры мощностей солнечных батарей, ветрогенераторов и накопителей электрической энергии, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергией установленного качества. С ее помощью возможно автоматизировать подбор мощностей солнечно-ветровой установки, которая будет покрывать 100% графика нагрузки, с учетом стохастического характера

генерации. С ее помощью 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 расчета 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 «Гаас – Юрях – ВСТО». Подобран тип и количество основного технологического оборудования. Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы [1].

Библиографический список:

1. Воронцов, Д. В. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов / Д. В. Воронцов, Е. В. Уколова, И. Н. Шушпанов // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2016. - Т. 20. - № 9 (116). - С. 86-94.

2. Ефимов, Д. Н. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России / Д. Н. Ефимов, Н. И. Воропай, К. В. Суслов // *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011. – С. 34-40.

Научный руководитель: к.т.н., доцент, Шушпанов И.Н.

НОВЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Устройство для очистки забоя и ПЗП скважин

Рябцев К.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Применение гидровакуумных желонок для очистки забоя и ПЗП скважин эффективно и рентабельно, но, тем не менее, гидровакуумные желонки существующей конструкции спускаются на НКТ (насосно-компрессорных трубах), что увеличивает период простоя скважины и вызывает необходимость работы бригады КРС (капитальный ремонт скважин).

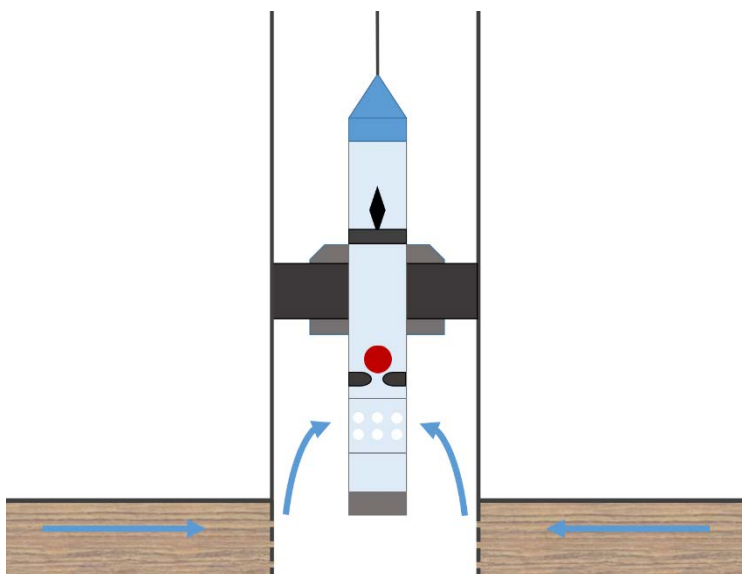


Рисунок 1. Схематичное изображение имплозионной желонки, спускаемой на геофизическом кабеле

Решить данный недостаток способы имплозионные желонки предлагаемой конструкции. Принципиальные конструктивные отличия от традиционной желонки:

1) Спуск производится на геофизическом кабеле, благодаря чему одна спуско-подъемная операция производится не более, чем за 1,5-2 часа. При необходимости возможно повторение цикла после очистки камеры-контейнера и перезарядки клапанных узлов.

2) Активация механизма желонки производится не при разгрузке компоновки на забой (то есть соударении нижней части конструкции с верхней поверхностью загрязнений), а при подаче напряжения на находящийся сверху электромотор.

3) Неотъемлемым элементом данной конструкции является пакер, благодаря использованию которого исключается неэффективной всасывание жидкости, находящейся в надпакерной зоне.

За один цикл может производиться очистка примерно 10 метров загрязнений обсадной колонны по высоте, при условии использования пятисекционной имплозионной камеры (5 труб НКТ). В определенных случаях возможно использование и трехсекционной имплозионной камеры.

Библиографический список

1. Попов, А. А. Имплозия в процессах нефтедобычи / А. А. Попов. – Москва: Недра, 1996. – 186 с.

Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины

Огай В.А., Портнягин Н.Е., Воропаев А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Крупные газовые и газоконденсатные месторождения России истощаются и постепенно переходят на завершающую стадию разработки. Появляется всё больше «обводняющихся» и «самозадавливающихся» жидкостью газовых скважин [1; 5 с.]. Накопление жидкости происходит из-за недостаточной скорости потока газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах, необходимой для самоочистки скважин [2; 32 с.]. Накопление жидкости (конденсата, пластовой воды, конденсационной воды из газа, газового конденсата) внутри скважин приводит к их постепенному глушению (или «задавливанию») столбом жидкости, т.е. давление на забое уравнивается гидростатическим давлением столба жидкости и приток газа прекращается.

Известны следующие способы удаления жидкости из газовой скважины: переоснащение/дооснащение компрессорного оборудования для получения более низких давлений на устьях скважин; периодическая «продувка» скважин от жидкости на факельную линию; замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра; «продувка» скважин через затрубное пространство газом высокого давления из «скважин-доноров» без потерь газа; применение систем концентрического лифта (труба в трубе, либо «НКТ+затруб») для периодической очистки скважины от жидкости работой по внутренней трубе; использование забойных компоновок для откачки жидкости; применение систем «плунжерного лифта» (лифтовая колонна, оснащённая «летающим» сосудом, набирающим и транспортирующим жидкость на устье, выталкивается давлением газа); использование вспенивающих твёрдых и жидких веществ (в том числе растворов ПАВ) с их подачей на забой.

Последний способ является одним из наиболее эффективных (в том числе и с экономической точки зрения). На сегодняшний день в РФ опыт применения имеют как жидкие растворы, так и твердые пенообразователи. Многие составы прошли апробацию на скважинах уникальных газовых месторождений Западной Сибири [3; 60 с.].

На сегодняшний день способ эксплуатации низкодебитных скважин с постоянной или периодически дозированной закачкой жидких пенообразователей становится более популярным в РФ. Но в то же время отсутствуют математические модели в полной мере описывающие процессы очистки скважин с помощью пенообразователей, описывающие пенные потоки. Это связано в первую очередь с отсутствием исследовательских стендов (физических моделей), которые могли бы в широком диапазоне параметров воспроизводить условия накопления и очистки скважин с пенообразователями. В РФ наиболее известен и функционален стенд по отработке технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки, разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ», патент РФ № 48581. Данный стенд позволяет в условиях близких к скважинным исследовать газожидкостные потоки (лифтовый подъёмник), но функционал не позволяет проводить исследования с пенообразующими поверхностно-активными веществами.

Для подбора оптимальных типов и концентраций пенообразователей с учётом определённых условий месторождения, прогнозирования технологического эффекта от применения пенообразователей в этих условиях необходимо иметь математическую и физическую модели газожидкостных потоков, потоков пены в трубах.

Для выполнения этих задач была разработана и реализована уникальная «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины», патент на изобретение РФ № 2654889.

Некоторые характеристики установки приведены в Таблице 1.

На установке возможно воспроизведение и изучения происходящих в газовых скважинах, работающих в режиме накопления жидкости, процессов очистки скважины от жидкости при помощи жидких и твёрдых пенообразователей.

В ходе проведения исследований на установке возможна фиксация:

а) данных телеметрии с показаниями давлений, температуры в различных точках потока, расход газа, жидкости, раствора ПАВ;

б) результатов наблюдения за количеством сепарируемой жидкости во времени, за отобранной пеной (объём пены, объём жидкости, фотографирование пены, в т.ч. наблюдения за процессами распада пены при различных давлениях/перепадах давления);

в) XLS-файлов с обработкой данных, графиками и диаграммами;

г) видеороликов для каждого режима в трёх точках съёмки;

Таблица 1.

Характеристики установки

Наименование	Единица измерения	Фактические параметры
Длина лифтовых труб (базовая)	м	6
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры	°С	15÷50
Максимальная скорость потока при атмосферном давлении	м/с	35
Максимальная скорость потока при давлении 1.5 мпа	м/с	8
Объемный расход жидкости	л/ч	3..1200
Объемный расход раствора ПАВ	л/ч	3..1200

Процесс проведения экспериментов полностью автоматизирован, при моделировании процессов возможно поддержание фиксированных значений газожидкостных соотношений, температуры, расхода ПАВ и др. параметров.

На программное обеспечение для управления установкой получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018615013.

Библиографический список

1. Колмоков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург: ООО «Недра», 2012. – 176 с.
2. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. // Перевод с английского. – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
3. Исследование влияния пенообразующих веществ на процесс удаления пластовой и конденсационной жидкости из сеноманских газовых скважин на поздней стадии разработки / В. А. Огай [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017 . - № 12. – С. 60–64.

Научный руководитель: Юшков А.Ю., канд. техн. наук, доцент.

Современные георадарные технологии методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ)

Переpletкин И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Известно, что Западная Сибирь находится в стадии глубокого освоения, в настоящее время прирост запасов углеводородов происходит главным образом за счет локальных малоразмерных и малоамплитудных объектов. В настоящее время не существует общепризнанной технологии кинематической инверсии, гарантирующей корректный учет всех поверхностных факторов и получение однозначной глубинно-скоростной модели [4]. Необходимо применять альтернативные методы изучения ВЧР, чтобы преодолеть проблему дефицита информации.

Среди них можно выделить находящуюся в стадии производственной апробации сверхширокополосную георадарную съемку методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ). Идея метода в излучении импульсов электромагнитных волн и регистрации сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различие по диэлектрической проницаемости. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакт между сухими и водонасыщенными грунтами, контакты между породами различного литологического состава и т.д. Распространяющаяся в толще горных пород волна испытывает следующие явления: отражение и преломление на границе раздела сред с разной относительной диэлектрической проницаемостью, дифракция, затухание) [2-4]. На сегодняшний день технические характеристики новейшего георадарного оборудования позволяют работать в диапазоне рабочих частот от 1 МГц до 3 ГГц при вертикальном разрешении 1 нс на канал. Говоря о глубинности метода, максимальные глубины апробации метода – в пределах 1200-1300 м, для пород со скоростями распространения импульсов 0,15 м/нс доступные глубины могут в теории превысить 3 км [2].

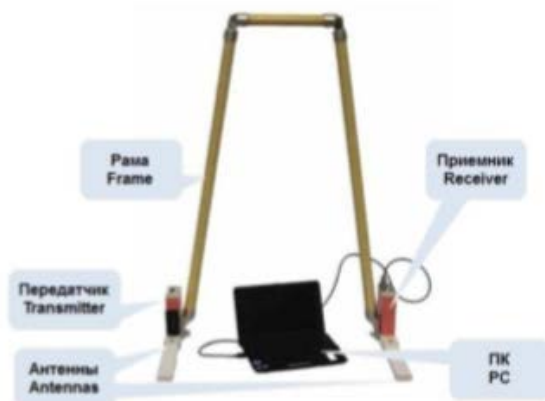


Рис. 1. Общий вид конструкции георадара

Волновая природа георадиолокации расширяет потенциал метода – помимо скорости распространения сигнала в среде, ведется измерение проводимости. Высокая глубинность метода МОЭМВ, основанного на электромагнитном зондировании среды сверхширокополосными импульсами длительностью от одной до нескольких наносекунд, выгодно отличает метод от традиционной георадиолокации [2].

В ноябре 2014 года специалистами ЗАО «ТАЙМЕР» были проведены исследования метода [1] на уникальных с точки зрения геокриологии объектах на полуострове Ямал – гигантских воронках. На рис. 2 представлены исходная волновая форма сигнала и радарограмма профиля, полученного при обследовании территории, прилегающей к кратеру.

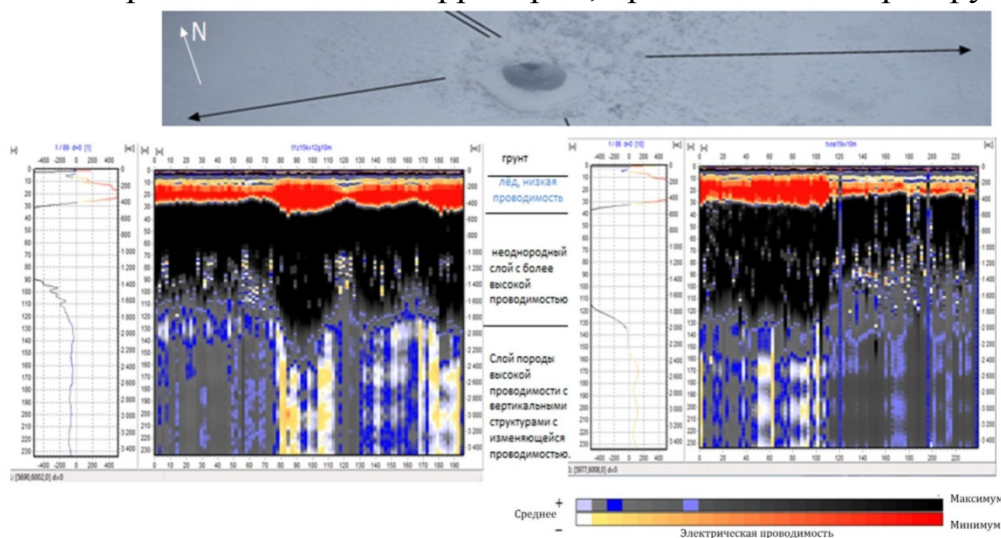


Рис. 2. Результаты георадарной съемки на полуострове Ямал

Метод георадиолокации (ГРЛ) позволил провести расчленение слоёв разреза с различными электрофизическими параметрами до глубин 140-150 м и выделить предполагаемые зоны тектонических нарушений. Вертикальная разрешающая способность метода ГРЛ оказалась на порядок выше традиционных методов электроразведки (в частности, метода мЗСБ), поскольку мы имеем дело с более широким диапазоном частот и сравнительно малыми пространственно-временными усреднениями экспериментальных данных непосредственно в процессе проведения полевых работ [1,3,4].

На рисунке 3 представлены геоэлектрические модели по данным методов ЗСБ (а) и (в), а также волновая форма сигнала ГРЛ (б), полученная после обработки, проявляющей границы неоднородностей ДП, с помощью метода вычитания огибающей. По данным ГРЛ МОЭМВ был выделен малоконтрастный слой с отметок 600 нс (отмеченный штрихпунктирными линиями на рис. 3), который содержит неоднородные включения, создающие переотражения сигнала при достаточно слабом затухании. Данный конкретный горизонт характеризуется аномально высоким УЭС

по данным мЗСБ, что может быть связано с повышенной льдистостью грунтов. Анализируя малое ослабление сигнала внутри слоя, можно предположить существование в нем прослоев песка с газогидратными включениями, наличие которых в этом регионе и на этой глубине зафиксировано ранее другими исследователями. По изменению затухания отраженного сигнала по профилю съемки, прослеживается линзовый характер слоев по данному разрезу [1,3].

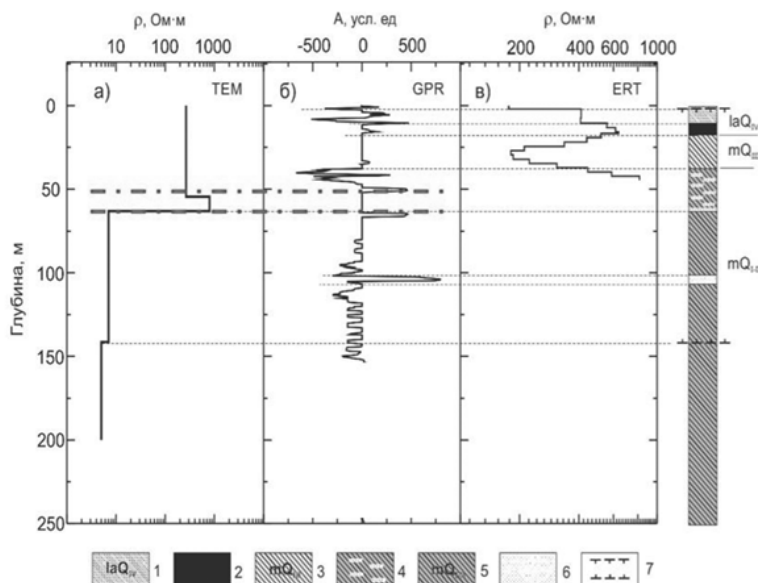


Рис. 3. Геоэлектрические модели по данным ЗСБ (а) и ЭТ (в), форма сигнала ГРЛ МОЭМВ (б) в одной и той же точке профиля съемки: 1- озерно-аллювиальные супеси; 2- лёд; 3- суглинки; 4- горизонт с прослоями газогидратов; 5- морские засоленные суглинки; 6- песок; 7- границы ММП

В результате сопоставления методов было установлено, что внедрение георадарной радиометрии совместно с другими электроразведочными методами существенно повышает общую информативность исследований за счёт высокой разрешающей способности сверхширокополосной георадиолокации. В перспективе реализация МОЭМВ-ОГТ позволит существенно уменьшить затраты на геологоразведочные работы [3].

Библиографический список

10. К вопросу о требованиях к техническим характеристикам георадара при поиске полостей методом георадиолокации / Л. Б. Волкомирская [и др.] // Геология и геофизика. – 2018. – № 4. – С. 541-552.
11. Волкомирская, Л. Б. Исследование воронки на полуострове Ямал 10 ноября 2014 г. георадарами Грот-12 и Грот-12Н / Л. Б. Волкомирская, В. И. Сахтеров, А. В. Шерстнев // Освоение Арктики - новый виток в развитии отечественной науки и инноваций: сб. науч. тр. – Салехард: Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа, 2015. – 89 с.

12. Гулевич, О. А. Импульсное сверхширокополосное электромагнитное зондирование природных и техногенных сред с дисперсией: дис. на соиск. уч. ст. канд. физ.-мат. наук / О. А. Гулевич. – Москва: ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН». – 128 с.

13. Долгих, Ю. Н. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части разреза: дис. на соиск. уч. ст. доктора геол.-мин. наук / Ю. Н. Долгих. – Тюмень: ТИУ. – 306 с.

Evaluation of machine learning algorithms application in oil production

Krivilev G. M.

Udmurt State University, Izhevsk

One of the main trends in the oil and gas industry that appeared several years ago includes increased production efficiency due to better use of available information. Therefore, nowadays a lot of attention is put on algorithms for data analysis and particularly machine learning. The goal of this work was to examine the area of machine learning and analyse their current and future implementations in the oil and gas industry.

The main difference of machine learning from other algorithms, that makes them so attractive in terms of intelligent oilfields, is that they are meant to be able to "learn" from data without being explicitly programmed.

In this work four methods of supervised machine learning have been compared: two probabilistic techniques (Naive Bayes and Regression), Support Vector machines, Random forests (that represent kernel methods) and Artificial neural networks. The working principles of each type have been investigated and their main advantages and disadvantages have been highlighted. The summary of this comparison can be found in Table 1.

In the analysis of their current applications only areas directly connected to oil production were taken into account. These are geology and prospecting, drilling, production, transportation and recovery methods. Though, it is important to mention that neural networks are already widely used in economical analysis.

Most of the proposed ways of machine learning [2, 3, 4, 5, 6] implementation have several common features. The first and most important one is that they work with time-dependent sequences. The second feature is the fact that they work with processes with multiple interconnected parameters. The most widespread proposed ways of implementation are related to failure prediction and performance forecasting.

Table 1

	Comparison of machine learning methods			
	Artificial neural networks (ANN)	Support vector machines (SVM)	Random forests (bagged decision trees)	Naive Bayes and Regression
Advantages and disadvantages connected with operation principles	+ Ability to work with heterogeneous information; + Ability to solve several problems; + CNN and RNN abilities; - Are very memory- and power-consuming;	+ Provide a good out-of-sample generalization; + Doesn't get stuck in local minima; - Are prone to overfitting; - Lack of result transparency;	+ Highest accuracy of all methods; + Require less computational power; + Ability to determine the relative importance of parameters;	+ A small number of data is required for training; - Is outperformed by other approaches;
Mean normalized score and score of the best model [1]	Mean: 0.854 Best: 0.885	Mean: 0.862 Best: 0.880	Mean: 0.892 Best: 0.898	Mean: 0.654 Best: 0.661
Friedman rank [1]	39.6 – 126.2	36.8 – 81.6	32.9 – 60.5	94.3 – 113.5

Three candidate problems for machine learning algorithms implementation were proposed.

1. Digitalization of existing paper schemes and maps. This problem should be solved with computer vision, that is based on artificial neural networks.

2. Geological and hydrodynamical model correction based on the data gathered during production.

3. Analysis and prediction of time-dependent reservoir parameters.

In the end of this work three main conclusions should be made.

Firstly, probabilistic techniques have become out of date. Even though they require little data for training, most modern machine learning methods are much more accurate. So Naive Bayes and Regression should be used only for rough estimation. Machine learning algorithms, on the other hand, have become widely spread and can be easily used by any specialist with little theoretical training.

Secondly, artificial neural networks are not always the best option for machine learning. Support vector machines and Random forests have comparable accuracy. However, each of these methods has its own limitations due to their working principles. Support vector machines are great for out-of sample generalization and simple data classification. Random forests should be used for analysis and optimization of local technological processes. In addition, they are the ideal candidate to form the base of "intelligent" oilfields. Artificial neural networks need to be used specifically to work with complex space-time processes on the scale of the whole oil-field.

Finally, the prediction accuracy of each method of machine learning depends much more on the quality of training data than on the algorithm type and its structure.

Used literature

1. Caruana, R. An Empirical Comparison of Supervised Learning Algorithms / R. Caruana, A. Niculescu-Mizil // ICML '06 Proceedings of the 23rd international conference on Machine learning. – 2006. – P. 161-168. – DOI: 10.1145/1143844.1143865

2. Neural networks in petroleum geology as interpretation tools / T. Malvic [et al.] // Central European Geology. – 2010. – Vol. 53/1. – P. 97-115. – DOI: 10.1556/CEuGeol.53.2010.1.6.

3. Mirzaei-paiaman, A. The Application of Artificial Neural Networks for the Prediction of Oil Production Flow Rate / A. Mirzaei-paiaman, S. Salavati // Energy Sources Part A Recovery Utilization and Environmental Effects. – 2012. – 34. – P. 1834–1843. – DOI: 10.1080/15567036.2010.492386

4. Use of artificial intelligence methods to solving problems in oil production industry / Y. Lind [et al.] // Journal of Applied Nonlinear Dynamics. – 2014. – Vol. 3(4). – P. 299-306. – DOI: 10.5890/JAND.2014.12.001

5. Hedge, C. Using trees, bagging and random forest to predict rate of penetration during drilling / C. Hegde, S. Wallace, K. Gray // SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2015. – SPE-176792-MS. – DOI: 10.2118/176792-MS

6. A case history: evaluating well completions in the Eagle ford shale using a data-driven approach / A. M. Nejad [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – 2015. – SPE-173336-MS. – DOI: 10.2118/173336-MS.

Scientific supervisor: Donskoy Ilya Evgenyevich, principal project engineer, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр».

Применение современных технологий в области электроники с целью снижения последствий производственных травм на объектах нефтегазодобычи

Васильев Б. Л.

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск

В последние годы многие ведущие компании, занимающиеся разработкой и изготовлением цифровых электронных устройств, занимаются разработкой smart-устройств, позволяющих определять некоторые показатели жизнедеятельности организма человека. Эту технологию также можно эффективно использовать на объектах нефте- и газодобычи.

Согласно [1] в Российской Федерации число несчастных случаев со смертельным исходом на объектах нефтегазодобычи по травмирующим факторам в 2016 году по сравнению с предыдущим годом снизилась на 37% (19 несчастных случаев в 2015 г., 12 – в 2016 г.). Тем не менее, несмотря на снижение смертности, этот показатель также можно снизить благодаря современным инновационным технологиям в области электроники.

Показатели жизнедеятельности (пульс, артериальное давление и др.) будут считываться фитнес-трекером, подключенным беспроводным соединением к мобильному устройству работника, и отправляться на компьютер диспетчера, либо непосредственно медицинскому работнику по локальной сети от мобильного устройства работника.

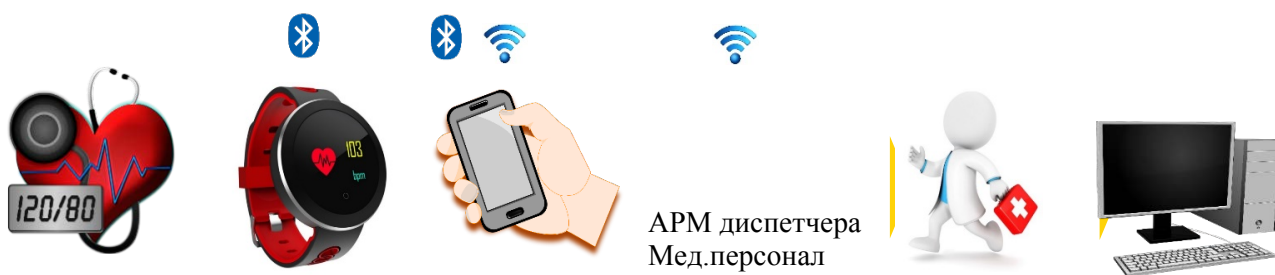


Рисунок 1. Схема работы устройства

Добавление к smart-устройству (фитнес-трекер) модуля GPS-датчика увеличит продуктивность устройства. Это поможет обнаружить местонахождение работника, который попал в несчастный случай, и как можно быстрее отправить к нему бригаду первой помощи.

Анализ показателей жизнедеятельности будет осуществляться постоянно для каждого работника. Это необходимо с той целью, чтобы определить нормальные, «рабочие» показатели каждого работника, так как, например, изменение артериального давления на 20 мм рт.ст. от

нормального может привести человека в обморок, и как следствие и к более печальным последствиям, если не будет произведена экстренная помощь.

Кроме того, по исследованиям профессора Майкла Снайдера [2] из Школы медицины Стэнфордского университета фитнес-трекеры способны сигнализировать о признаках многих заболеваний ещё до того, как они перейдут в разряд неизлечимых. Это особо актуально для нефтегазовой промышленности в связи с наличием опасных и вредных производственных факторов.

Таким образом, предложенная технология считывания основных показателей жизнедеятельности организма человека снизит смертность на предприятиях нефтедобычи, последствия производственных травм и заболеваний, а также может служить и их предупреждением. В перспективе, после стабилизации программного обеспечения фитнес-браслета с GPS-датчиком, возможно добавление кнопки «SOS» и компактного газоанализатора, который помимо основного назначения – сохранения жизни и здоровья человека в сочетании с GPS-датчиком может использоваться, например, для оперативной передачи возможного местоположения разрыва трубопровода по увеличенной концентрации тех или иных веществ в атмосфере.

Библиографический список

1. Объекты нефтегазодобывающей промышленности // Информационный бюллетень Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. – 2017. – № 5. – С. 1-10.
2. Digital Health: Tracking Physiomes and Activity Using Wearable Biosensors Reveals Useful Health-Related Information [Electronic resource] / M. P. Snyder [et al.] // – Access mode: <https://journals.plos.org/plosbiology/article?id=10.1371/journal.pbio.2001402>.

Научный руководитель: Дерягин А.В.

К вопросу о применении нечетких регуляторов для управления скоростью вращения электродвигателя

Идрисов В.И., Селиверстов Д.Н., Сагадеев Д.Н.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Под нечетким управлением понимается стратегия управления, основанная на эмпирически приобретенных знаниях («опыте эксперта») о функционировании объекта, при которой сложные отношения между входом и выходом регулируемого процесса представляются в

лингвистической форме в виде некоторой совокупности нечетких инструкций (правил) (IF – THEN) [1]. На рисунке 1 представлена типовая структурная схема системы управления с НР.

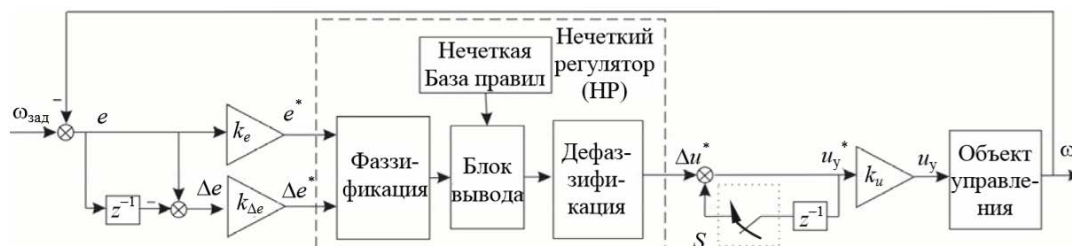


Рисунок 1. Структурная схема системы управления с нечетким регулятором

Внутренняя типовая структура НР состоит из четырех главных блоков [2]: входной преобразователь, который реализует процесс перехода от точных величин к их нечеткой интерпретации (блок «фаззификация»); база правил нечеткой логики, которая содержит опытные данные о процессе управления; блок нечеткого логического вывода, который является ядром нечетких вычислений и моделирует процедуру принятия решения человеком, а также выходной преобразователь из нечетких множеств к единственному четкому значению выхода u_y , используемому в текущий момент времени для управления скоростью вращения двигателя (блок «дефаззификация»).

В работе рассматривается универсальная структура НР, на базе которой можно строить различные типы нечетких ПИД-подобных регуляторов прямого действия. Входными сигналами для НР являются ошибка $e = w_{\text{зад}} - w$ и ее производная (скорость изменения ошибки) d_e/d_t . Поскольку НР чаще всего реализуется средствами микропроцессорной техники, то осуществляется переход к дискретной форме представления, при которой производная ошибки на входе НР заменяется приращением, а интеграл на выходе НР – суммой:

$$\Delta e = e(k) - e(k-1) = (1 - z^{-1})e(k),$$

$$u_y^*(k) = \frac{\Delta u^*}{(1 - z^{-1})}$$

где k – номер шага квантования по времени, z^{-1} – операция задержки сигналов на один такт. С помощью ключа S в представленной структуре осуществляется включение в алгоритм работы НР интегральной составляющей.

Алгоритм синтеза НР – нахождение оптимальных параметров, описанных выше блоков для получения наилучшего качества регулирования [2], – может быть представлен блок-схемой, приведенной на рисунке 2, а. Для выявления особенностей различных структур НР для всех лингвистических переменных используются одни и те же треугольные функции принадлежности (рисунок 2, а) с термами ВН – «большое

отрицательное», N – «отрицательное», Z – «нулевое», P – «положительное», BP – «большое положительное», с единой базой правил, представленной на рисунке 2, б, в табличной форме. Для определения нечеткого вывода u_y при процедуре дефаззификации используется метод «центра тяжести» [3].

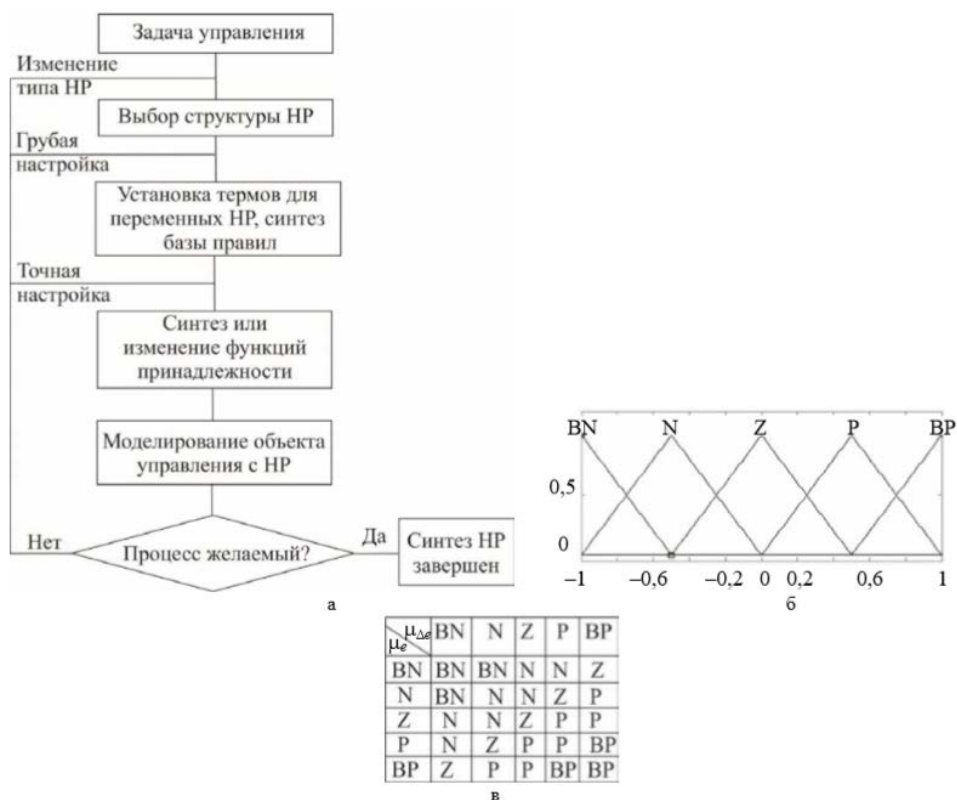


Рисунок 2. Алгоритм синтеза нечетких регуляторов (а), используемые функции принадлежности нечетких регуляторов (б) и база нечетких правил (в)

На основе универсальной структуры НР рассматриваются следующие типы НР: НР пропорционально-дифференциального (ПД)-типа, НР ПИ-типа, а также дополненный передаточной функцией ПИ-регулятора гибридный НР, НР ПИД-типа_1, составленный из НР ПД- и ПИ типов НР ПИД-типа_2 с упрощенной структурой (рисунок 3).

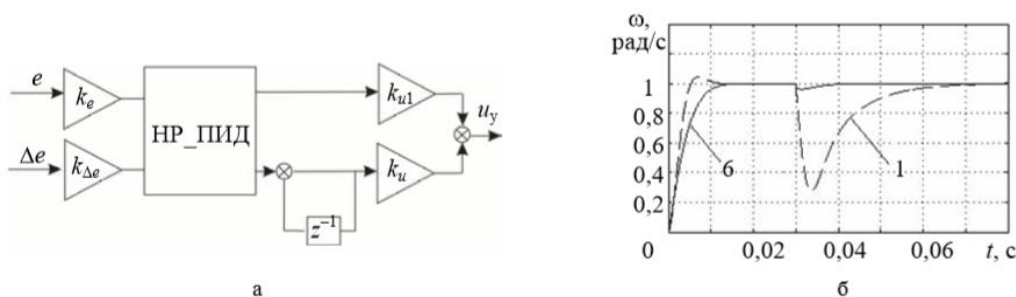


Рисунок 3. Упрощенное описание нечеткого регулятора ПИД-типа_2 (а), а также временные процессы в системе с ПИ-регулятором (1) и нечетким регулятором ПИД-типа_2 (б)

В результате сравнительного анализа основных типов нечетких регуляторов прямого действия на примере системы управления скоростью вращения двигателя в электроприводе постоянного тока. Наиболее простой с точки зрения технической реализации традиционный ПИД-регулятор может использоваться в системах, где к качеству управления не предъявляются высокие требования и не изменяются параметры управляемых процессов. Нечеткое управление показывает лучшие результаты по сравнению с традиционным ПИД-регулированием особенно в случаях параметрического возмущения, т.е. такие системы обладают робастностью и устойчивостью. Была проанализирована работа различных структур нечетких регуляторов, наилучшим из которых признан нечеткий регулятор ПИД-типа_2.

Библиографический список

1. Гостев, В. И. Нечеткие регуляторы в системах автоматического управления / В. И. Гостев. - Киев: Радиоаматор, 2008. - 972 с.
2. Пупков, К. А. Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления / К. А. Пупков; под ред. Н. Д. Егупова. - 2-е изд. - Москва: МГТУ, 2002. - 744 с.
3. Усольцев А. А. Нечеткий регулятор в системе управления следящим электроприводом с ограничением по скорости / А. А. Усольцев, Н. А. Смирнов // Вестник ИГЭУ. - 2011. - № 3. - С. 27–32.

Научный руководитель: Богданов Х.У., к.т.н., доцент.

Способы и устройства для совершенствования узлов энергетического комплекса

Логачев В.Г., Глебова Н.С., Сидорова А.Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время для охлаждения конденсаторов турбин теплоэлектростанций (ТЭС) широко используются башенные градирни. Для конденсации 1 кг пара необходимо 60-100 кг охлаждающей воды. Расход воды, например, для ТЭС мощностью 2400 МВт составляет 325 тыс. м³/ч. В процессе охлаждения воды в градирнях возникают значительные потери воды за счет испарения и уноса в атмосферу мелких капель, что негативно влияет на природную среду, так как является одной из главных причин появления парникового эффекта. Кроме того, водяные пары, попадая в атмосферу и смешиваясь с дымовыми газами автомобилей и других источников дыма, обуславливают выпадение кислотных дождей существенно влияющих, на состояние близлежащих

сельхозугодий. Скользкость дорог, вблизи с ТЭЦ, связанная с замерзанием капель повышает вероятность аварий транспортных средств. Таким образом, снижение выбросов водяных паров в атмосферу – актуальная экологическая и техническая проблема.

Ниже приведены способы осаждения пара, разработанные в ТИУ.

1. Располагают внутри градирни излучатели звука и усеченный круговой конус, в центре градирни. При попадании звука на боковую поверхность конуса звук отражается и создает, при взаимодействии с внутренней поверхностью градирни, стоячие звуковые волны. Капельки пара при движении вверх попадают в поле стоячих волн – коагулируются и под действием собственного веса осаждаются в резервуар [1]. Устройство, реализующее способ, представлено на рисунке 1.

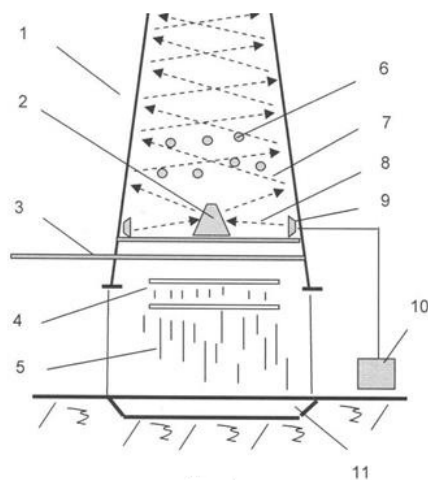


Рисунок 1

2. Способ осаждения пара в градирне, оборудованной резервуаром, оросительной системой включает следующие операции: производят размещение динамических громкоговорителей по окружности внутри градирни над оросительной системой; подают техническую воду на оросительное устройство для охлаждения холодным воздухом с выделением пара; возбуждают падением струек технической воды в резервуар звук и направляют его вверх, в градирню; генерируют навстречу друг другу звук динамическими громкоговорителями, расположенными диаметрально противоположно по окружности градирни; суммируют по амплитуде одинаковые частоты, возбуждаемые падением струек технической воды в резервуар в звуковом диапазоне частот к частотам генерируемых динамическими громкоговорителями; создают стоячие звуковые волны в пространстве между динамическими громкоговорителями, производят коагуляцию пара в стоячих звуковых волнах, расположенных между динамическими громкоговорителями; производят осаждение капелек пара, в виде струек воды, в резервуар под

действием собственного веса после процесса коагуляции [2]. Устройство, реализующее данный способ, представлено на рисунке 2.

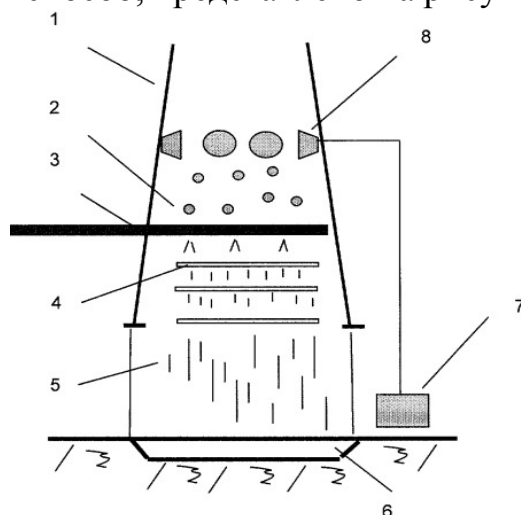


Рисунок 2

3. Устанавливают в градирне обойму с акустическими преобразователями шума из четвертьволновых резонаторов, расположенных параллельно друг другу. Подают техническую воду и возбуждают падением струек технической воды в резервуар шум в звуковом диапазоне частот и направляют его вверх, в градирню. Преобразуют шум в ультразвук акустическим преобразователем и формируют ультразвуковые стоячие волны на длине участка, равной длине акустического преобразователя шума. Производят коагуляцию капелек пара в ультразвуковых стоячих волнах [3]. Устройство, реализующее способ, представлено на рисунке 3.

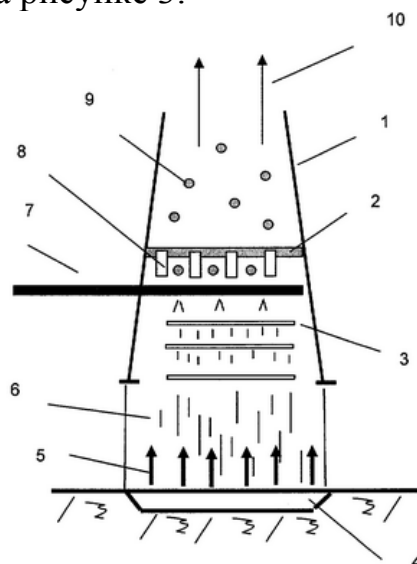


Рисунок 3

Внедрение запатентованных технических решений предоставляет возможность повысить КПД теплоэлектростанций за счет сокращения

потребления энергии на собственные нужды, снижения безвозвратных потерь больших объемов воды за счет уноса капель из градирен и испарения водяного пара в атмосферу.

Библиографический список

1. Пат. 2360198 Российская Федерация, МПК F28C 1/00 (2006.01). Способ осаждения пара в градирне / Логачев В. Г., Савиных Ю. А., Логачев С. В.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый ун-т" (ТюмГНГУ). – № 2008101013/06; заявл. 09.01.2008, опубл. 27.06.09, Бюл. № 11.

2. Пат. 2339888 Российская Федерация, МПК F28C1/00 (2006.01). Способ осаждения пара в градирне / Логачев В. Г., Савиных Ю. А., Логачев В. Г.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый ун-т" (ТюмГНГУ). – № 2007116088/06; заявл. 27.04.2007, опубл. 27.11.08, Бюл. № 33.

3. Пат. 2295684 Российская Федерация, МПК F28C 1/00 (2006.01). Способ осаждения пара в градирне / Савиных Ю. А., Логачев В. Г., Логачев С. В.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый ун-т" (ТюмГНГУ). – № 2005129678/06; заявл. 22.09.2005, опубл. 20.03.07, Бюл. № 08.

Низкочастотная ультразвуковая обработка в целях разжижения высоковязкой нефти совместно с ЭЦН

Селиверстов Д.Н., Идрисов В.И., Сагадеев Д.Н.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

В настоящее время перспективным является совместное применение нескольких способов воздействия на НДС, например, использование различных вариантов электрических, электромагнитных, магнитных, вибрационных или акустических полей. При этом сравнительно легко достигаются эффекты, соответствующие увеличению или, наоборот, снижению упорядоченности надмолекулярной структуры веществ.

Основной недостаток высокочастотных методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи в том, что им необходима большая

мощность для работы генераторов, что делает эти методы экономически не эффективны перед низкочастотными методами.

Низкочастотная акустическая обработка является одним из наиболее эффективных, экономичных и доступных методов регулирования структурно-реологических свойств нефтей и нефтепродуктов.

Высокочастотные диапазоны вызывают кавитацию, нагревание, создают турбулентность, сжимают-разряжают жидкость, разрушают молекулы, меняют структуру жидкости [1].

Мы же предлагаем производить низкочастотный диапазон, который относится к слабоэнергетическому воздействию, вызывающему в основном изменение свойств структурной жидкости. Воздействие следует проводить на таких частотах, чтобы звуковая волна глубоко проникала в пласт, т.е. необходима низкая частота.

Кавитация разрывает длинные углеродные цепи и способствует разложению асфальтенов. Ультразвуковые волны влияют на количество кристаллов парафина, их размер и распределение.

Чтобы определить, насколько снижается вязкость в результате ультразвуковой обработки, провели ортогональные эксперименты, которые позволяют независимо оценить влияние отдельного фактора среди многочисленных прочих факторов, таких как ультразвуковая частота, ультразвуковая мощность и температура обработки.

Исследования, проведенные на образцах тяжелой нефти. Которые показали, что ультразвуковая обработка (УЗО) способна снизить вязкость на целых 85% и, таким образом, повысить нефтеотдачу.

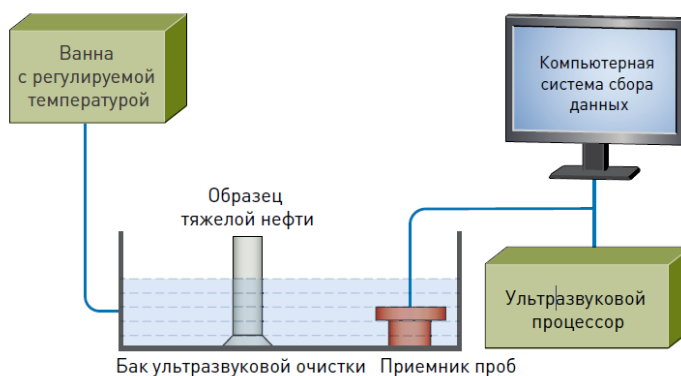


Рисунок 1. Экспериментальная установка

На рисунке 1 приведена схема экспериментальной установки, с помощью которой проводились исследования. В состав аппаратуры входили: программируемый реометр, ванна с регулируемой температурой, ультразвуковой процессор и компьютер. Ультразвуковой генератор направлял на ванну с водой ультразвуковые волны частотой 20 кГц и мощностью 50; 100; 150 Вт.

В результате, в таблице 1 приведено влияние характеристик УЗО на вязкость тяжелой нефти [2].

Таблица 1

Влияние характеристик УЗО на вязкость тяжелой нефти

Номер образца	Обводненность нефти, %	Время, мин	Температура, °С	Мощность, Вт	Снижение вязкости, %
1	10,0	5,0	40,0	50	0,0
2	10,0	15,0	60,0	100	12,7
3	10,0	30,0	80,0	150	63,2
4	30,0	15,0	80,0	50	4,3
5	30,0	30,0	40,0	100	35,1
6	30,0	5,0	60,0	150	10,6
7	50,0	30,0	60,0	50	27,5
8	50,0	5,0	80,0	100	18,1
9	50,0	15,0	40,0	150	86,0

Из таблицы 1 видно, как влияет на снижение вязкости обработка ультразвуковыми волнами различной частоты и мощности, а также различная обводненность и температура обработки. Эксперименты проводили три раза, чтобы обеспечить воспроизводимость результатов. Обработка продолжалась 5; 15; 30 минут. При проведении экспериментов, длившихся более 30 минут, вязкость уже больше не снижалась. Было решено проводить обработку при температурах 40; 60; 80°С. Обводненность образцов составляла 10; 30; 50%.

В ходе экспериментов изучалось влияние ультразвуковых волн и депрессантов вязкости на уменьшение вязкости.

Так же рассматривается система управления ультразвукового комплекса совместно с работой ЭЦН. На рисунке 2 изображен внешний вид установленного прибора в скважине.



Рисунок 2. Расположение прибора УЗО работающего с ЭЦН

Библиографический список

1. Кравцов, Я. И. «Волновое воздействие на продуктивные пласты как универсальный способ повышения эффективности добычи тяжелых нефтей и природных битумов» / Я. И. Кравцов, Е. А. Марфин // Георесурсы. – 2011. – № 3. – С. 17
2. Ультразвуковая обработка снижает вязкость тяжелой нефти месторождения Shengli / Хуа Цян [и др.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2017. – С. 46 – 49.

Научный руководитель: Богданов Х.У., канд. тех. наук, доцент.

Разработка кориолисова интерференционного расходомера

Хлопотова Е.А., Григорьев Б.В.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Россия является мировым лидером по добыче нефти и обладает самой протяженной в мире системой магистральных трубопроводов. Это требует совершенного парка технологического оборудования для соответствия мировым тенденциям развития отрасли. Рынок нефтегазового оборудования в России широко представлен зарубежными и отечественными производителями, очевидным вызовом является увеличение доли устройств Российского производства и в первую очередь создание собственных технологий измерения и контроля.

В работе предложено устройство, соответствующее требованиям, предъявляемые к приборам учета, включает высокую точность, а также соответствует современным тенденциям развития технологий. В конструкции устройства применено инновационное решение объединить в единый узел прямолинейную колебательную трубку, оптические датчики на основе интерферометра Майкельсона, аналого-цифровой модуль машинного зрения и высокопроизводительную вычислительную систему.

В работе используется оригинальная технология, которая позволяет напрямую измерять массовый расход углеводородов из анализа колебаний измерительной трубки начиная с величины $\approx 10^{-6}$ метра.

Модульный измерительный комплекс включает корпус (2) с присоединительными фланцами (3), встроенную между фланцами прямолинейную измерительную трубку (1), которая совершает вынужденные синусоидальные колебания под действием электромагнитного привода (4), состоящего из катушки и магнита, оптические датчики, выполненные в виде интерферометра Майкельсона (5), размещенные в корпусе в двух различных точках относительно измерительной трубки, и преобразователь сигнала.

Устройство работает следующим образом:

При движении жидкости через измерительную трубку, которая находится под воздействием вынужденной силы, возникает эффект Кориолиса. Сила Кориолиса, в каждый момент времени, действует в противоположном направлении от движения участка трубки. В результате сила, действующая со стороны жидкости во входной половине трубки, препятствует, а в выходной половине способствует смещению участка трубки, поэтому появляется разность в положениях участков трубы в один момент времени, следовательно, возникает асинхронность колебаний этих участков.

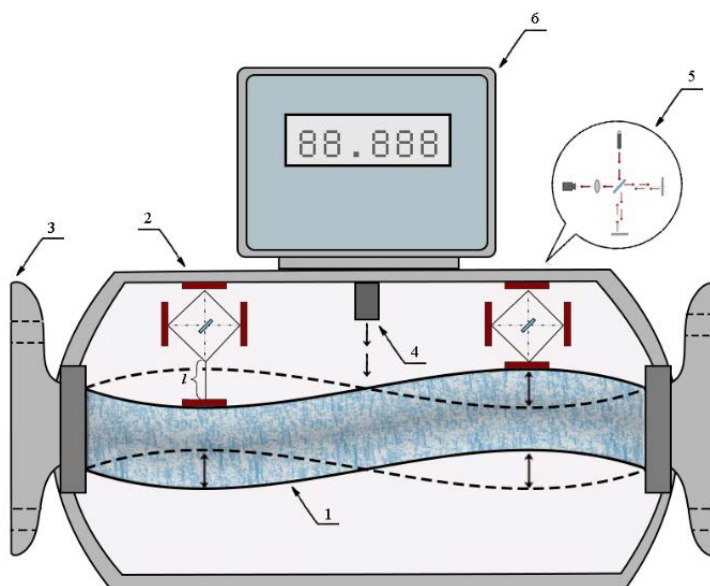


Рисунок 1. Схема измерительной системы

Основа датчика колебаний — это Интерферометр Майкельсона, который регистрирует микроколебания измерительной трубки. Предложенные датчики, благодаря своей конструкции, позволяют фиксировать разность фаз синусоидальных колебаний двух точек измерительной трубки на входной и выходной сторонах [3]. Разница во времени между сигналами датчиков прямо пропорциональна расходу жидких углеводородов. Следовательно, больше сдвиг фаз между сигналами, тем больше массовый расход. Таким образом, расход определяется путём измерения временной задержки между сигналами оптических датчиков.

При помощи модуля машинного зрения производится обработка сигнала оптических датчиков с последующей математической обработкой и расчетом величины расхода флюида. Так как массовый расход определяется из частоты колебаний трубки (зависит от постоянных геометрических характеристик, материала), то задача заключается в определении величины смещения трубки, от которой также зависит частота трубки.

Библиографический список:

1. Миронов, М. А. Вынужденные изгибные колебания трубы с потоком жидкости / М. А. Миронов, П. А. Пятаков, А. А. Андреев // Акустический журнал. – 2010. – Т. 56, - № 5. – С. 684-692.
2. Катус, Г. П. Массовые расходомеры / Г. П. Катус. – Москва-Ленинград: Энергия, 1965. — 88 с.
3. Бидерман В. Л. Теория механических колебаний: ученик для вузов / В. Л. Бидерман. – Москва: Высш. школа, 1980. – С. 149-163.

Научный руководитель: Григорьев Б.В., канд. техн. наук, доцент.

СТУДЕНТЫ ПЕРВОГО КУРСА И ЛИЦЕИСТЫ

Мониторинг систем термостабилизации при надземной прокладке трубопровода на многолетнемерзлых грунтах

Кузьмищев Е.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Введение

В настоящее время арктический сегмент Российской Федерации, в который входят также территории, находящиеся за Полярным кругом, является очень перспективным для нефтяной промышленности. Более 10 нефтегазовых компаний таких, как Газпромнефть, Транснефть, Роснефть и другие, осуществляют свою деятельность в этом регионе.[1] 8 крупных месторождений, на которых добывается 17,6 % всей российской нефти.[1][2]

Однако освоение Заполярья сопряжено с большим количеством трудностей. Одна из основных – это работа в условиях многолетнемерзлых грунтов. Они подвержены воздействию температур, возникающих сезонно или имеющих техногенную причину. В результате этого происходит изменение уровня грунта, что влечет за собой аварии. Конкретно в транспортной отрасли более 20% всех аварий на трубопроводе имеет механическую причину. [3] Для нейтрализации этого воздействия на опорах уставнавливают системы термостабилизации грунта, которые уменьшают амплитуду колебаний годовой температуры. Из-за большой протяжённости трубопроводов и необходимости стабилизации большинства опор существует большая зависимость эффективной работы системы транспорта нефти и качества работы этих систем. Поэтому и необходима разработка оптимального метода их мониторинга.

Противоаварийные мероприятия

Противоаварийные мероприятия можно условно разделить на два направления – это ликвидация и предотвращение. При ликвидации предприятие сталкивается со множеством отрицательных факторов. В первую очередь это большая трудоёмкость работ, которая включает в себя и срочное реагирование, и сбор и транспортировка ремонтной бригады, и сами ремонтные работы. Немаловажным является и экономический ущерб, так как авария влечет перебои в работе, затраты на аварийные мероприятия и утилизацию нефти. А также существует вероятность травматизма и летального исхода. В то время как при предотвращении аварий можно исключить эти факторы. Постоянный контроль за оборудованием, который является основой этого направления, позволяет своевременно регистрировать отклонения и реагировать на них. Тем самым заниматься

причиной, а не последствиями. Также появляется возможность прогнозирования будущих дефектов и аварийных ситуаций на базе полученных данных. А именно составление графика ремонтных работ и более точного плана закупок.

Как было сказано выше, постоянный мониторинг – это основа предотвращения аварий, так как благодаря этому методу можно обнаружить и исправить сами причины аварий. При работе в условиях многолетнемерзлых грунтов основным объектом мониторинга является именно система термостабилизации, которая обеспечивает постоянство температур и должна предотвращать его движение.

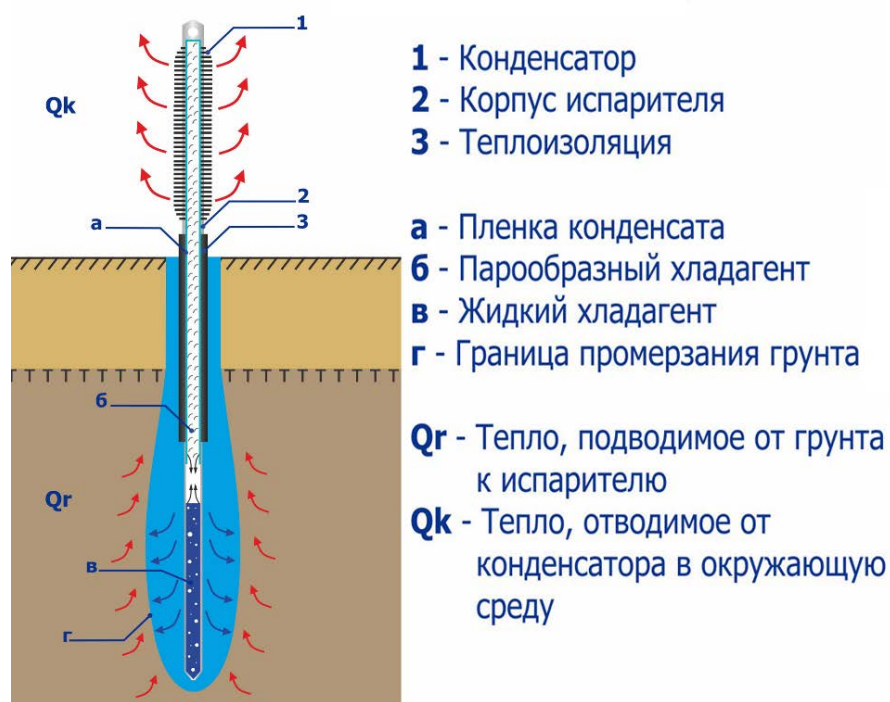


Рисунок 1. Термостабилизатор в разрезе

Принцип работы термостабилизатора

На рисунке 1. Термостабилизатор в разрезе рассмотрен принцип работы самого распространённого термостабилизатора – двухфазного сезонно действующего. Он представляет собой тонкую вытянутую трубу, наполненную хладагентом. В верхней части также находится система дисков, увеличивающих площадь теплообмена с внешней средой. Тепло подводимое от грунта к нижней части стабилизатора разогревает хладагент. Он начинает кипеть, и его пары поднимаются вверх через среднюю герметизированную часть. За счёт конвекционного переноса происходит перемещение энергии и тепла. В верхней части хладагент остывает, отдавая тепло внешней среде, конденсируется и стекает обратно вниз. Цикл повторяется. [4]

Виды мониторинга

На сегодняшний день существует два вида мониторинга систем термостабилизации – визуальный и тепловизионной диагностики. Первый заключается в ручном замере температур на самой опоре. С помощью этого метода можно получить наиболее достоверную и понятную информацию.[4] Однако из-за его большой трудоёмкости его сложно применять на протяжении всего трубопровода. Второй метод – это сбор информации о температуре с помощью тепловизора, что позволяет существенно увеличить объем исследуемой информации и применять его на более протяжённых участках. При этом необходимо дополнительное обучение для работы с полученной информацией и проведение работ по настройке и чтению теплограмм.[5]

Так как из существующих методов нельзя выделить какой-то наиболее эффективный и оптимальный, разработка новых является сейчас очень важной задачей. Существует несколько вариантов развития данной проблемы: разработка автоматизированной системы мониторинга, изменение конструкции термостабилизатора с целью упрощения его мониторинга и введение нового способа нейтрализации температурного воздействия на грунт. Благодаря простоте устройства и работы, относительной дешевизны существующих термостабилизаторов, наиболее перспективным выглядит именно создание автоматизированной системы мониторинга.

Библиографический список

1. Карта арктических месторождений на шельфе [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://russiancouncil.ru/arcticdata/>
2. Конторович, А. Э. Нефть и газ российской Арктики / А. Э. Конторович // Наука из первых рук. – 2017. - № 1. – С. 61-65.
3. Стрижков, С. Н. Результаты и стратегия инновационных исследований управления науки и проектирования НПО «ФСА» / С. Н. Стрижков // Сборник материалов Международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению. – Тюмень, 2011. - С. 148-156.
4. Геотехнический мониторинг оснований опор наземного трубопровода на участках распространения многолетнемерзлых и слабонесущих грунтов [Электронный ресурс] // Geoinfo.ru. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/27063998-Geotekhnicheskij-monitoring-osnovaniy-opor-nadzemnogo-truboprovoda-na-uchastkah-rasprostraneniya-mноголетnemerzlyh-i-slabonesushchih-gruntov.html>
5. Стрижков, С. Н. Тепловизионные исследования систем ТСГ в природных условиях / С. Н. Стрижков, А. С. Загребнев // Сборник материалов Международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению. – Тюмень, 2011. - С. 57- 69.

Проблемы эксплуатации трубопроводов в условиях вечной мерзлоты на примере магистрального трубопровода Заполярье – Пурпе – Самотлор

Мочалова А. А., Тарасов В. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для исследования проблем эксплуатации трубопроводов в условиях вечной мерзлоты была рассмотрена трубопроводная сеть Заполярье – Пурпе – Самотлор.

Актуальность: Падение добычи углеводородов в Западной Сибири за последние 10 лет на 10% [1] привело к необходимости разрабатывать месторождения в Северных регионах, где сосредоточено более 80% разведанных запасов нефти. Открытие месторождений ведет за собой строительство трубопроводов в условиях вечной мерзлоты, а это 63% территории России [2]. Нужно проложить трубопроводы в среде, которая в случае изменения теплового режима может быстро превратиться в болото, что ведет к нарушению конструкции трубопровода. Данная проблематика актуальна для компании «Транснефть», занимающейся эксплуатацией трубопровода «Заполярье – Пурпе – Самотлор».

Проект трубопроводной системы Заполярье – Пурпе – Самотлор является одним из примеров создания новых технологий строительства. Трасса нефтепровода проходит в условиях сильно обводненной, болотистой местности и линзовой вечной мерзлоты по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области. Помимо арктического климата район строительства характеризуется уникальными геологическими и гидрологическими условиями. Пересекает 180 водных преград (рек, проток, стариц, озер, ручьев), из них две судоходные реки, Таз и Пур. В связи с чем возникает ряд проблем:

1. Нефть должна иметь положительную температуру, чтобы парафиновые фракции не оседали на стенках скважины. Опоры трубопровода нагреваются, что приводит к деформации трубопровода.

2. При изменении температуры грунта, он начинает движение. Перемещения грунта обуславливают изгибные деформации, излом, срез трубопровода или осевые деформации в местах присоединения трубопровода к резервуарам, колодцам, линейным задвижкам, а так же снижает устойчивость опор.

3. Трубопровод проходит через уникальные природные зоны [2].

Для разработок решений по данным проблемам очень важен уже накопленный опыт в эксплуатации трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. Ярким примером сложнейших технологических решений является Трансаляскинский трубопровод

Он был построен в условиях вечной мерзлоты, полярной ночи, в суровом и уязвимом краю с очень высокой сейсмичностью и стал наиболее защищенным трубопроводом в мире. Он был проложен над землей на специальных опорах с компенсаторами, позволяющими трубе скользить по специальным металлическим рельсам в горизонтальном направлении почти на 6 м, при помощи специальной гравийной подушки, и на 1,5 метра вертикально. Кроме того, прокладка трассы нефтепровода осуществлялась зигзагообразной ломаной линией для компенсации напряжений, вызываемых смещением почвы при очень сильных продольных сейсмических колебаниях, а также и при температурном расширении металла [3].

Решения вышеперечисленных проблем являются запатентованными технологиями ПАО Транснефть. Компания оформила зарубежные патенты на 15 технических решений по нефтепроводу Заполярье – Пурпе – Самотлор в условиях арктического климата. При строительстве применены инновационные решения, включая

- разработку алгоритма оптимального соотношения наземных и подземных участков нефтепровода. Ранее ПАО «Транснефть» не применяла надземный метод строительства нефтяных магистралей в подобных условиях. Этот подход позволил оптимизировать протяженности участков и обеспечить значительную экономию средств.

- создание разнотипных опор и термостабилизаторов новой конструкции. В них используются так называемые СОУ — сезонные охлаждающие устройства, накапливающих холод в зимний период, чтобы сохранить мерзлоту почвы летом

- Использование насыпей, на которые укладываются трубопроводы, из сыпучемерзлого грунта, то есть грунта с низким содержанием частиц льда.

- Чтобы сохранить температурные свойства нефти и при этом не допустить растепления грунта, применены трубы с дополнительным теплоизолирующим покрытием из пенополиуретана [4].

Выводы: Проанализировав все существующие решения проблем, можно сделать вывод о том, что стоит уделить внимание конструкции опор. В трубопроводе, используемом в данных природных условиях, наибольшим напряжениям подвержены опоры, так как на них оказывает воздействия даже малое изменение характеристик почвы. Неусойчивость опор приводит к деформациям в самом трубопроводе.

Опыт строительства трубопроводной системы будет интересен для анализа и выработки новых инновационных решений строительства опор нефтепроводов.

Библиографический список

1. Выгон, Г. В. Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка – обзор / Г. В. Выгон, Д. В. Козлова. – Москва: Vygon Consulting. - 2018. – 25с.

2. Колоколова, Н. А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты / Н. А. Колоколова, Н. А. Гаррис // Транспот и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С.13-17.

3. Тишкина, Е. В. Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны активных тектонических разломов / Е. В. Тишкина; науч. рук. Н. А. Антропова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — С. 959-961.

4. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе – Саянск», «Заполярье – Пурпе») / Ю. В. Лисин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 (12). – С. 6-11.

5. ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://transneft-history.tass.ru/tube-9.html>. (свободный). Дата обращения: 26.03.2019.

Оценка эксплуатационной надежности объектов магистрального транспорта нефти и газа в криолитозоне на основе расчетов НДС

Цыцельская В.А., Чепур П.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время одной из приоритетных задач нефтегазового комплекса России является развитие нефтегазового сектора Арктического региона [1]. Повсеместное распространение многолетнемерзлых грунтов (ММГ) на этой территории приводит к проблеме обеспечения эксплуатационной надежности объектов магистрального транспорта в условиях криолитозоны.

Анализ технического состояния трубопровода осложняется учетом ряда различных факторов. В большей степени проблемы потери устойчивости оснований трубопровода и снижения эксплуатационной надежности в зонах ММГ вызваны непостоянством свойств мерзлых грунтов и развитием опасных инженерно-геологических процессов, зачастую приводящих к аварийным ситуациям. В случае пренебрежения любым из факторов, расчет напряженно-деформированного состояния объектов транспорта будет ошибочным, что может привести к неверной оценке его прочностных характеристик. В связи с этим в данный момент существует острая потребность в точных расчетах по оценке

эксплуатационных параметров магистральных трубопроводов, расположенных в зонах распространения ММГ.

Одной из главных проблем строительства объектов магистрального транспорта в условиях криолитозоны является образование зон проседания трубопровода в связи с неравномерной осадкой оттаивающего грунта. Основными причинами этого являются неустойчивость криогенной структуры и изменение свойств грунта под действием перепадов температуры, что вызывает снижение прочности и несущей способности основания. Так, неравномерная осадка приводит к увеличению напряженно-деформированного состояния трубопровода, а в случае просадки на значение, превышающее предельное значение, в нём возникают предельные напряжения, которые могут привести к его прорыву и утечке углеводородов [2]. Поэтому сейчас существует необходимость в достоверном расчете напряженно-деформированного состояния трубопровода, с учетом всех изменяющихся параметров и свойств мерзлого грунта, в условиях проседания.

На данный момент уже существуют различные методики по расчету уровня осадок оттаивающих грунтов, способы решения задач теплового взаимодействия трубопроводов с промерзающими и протаивающими грунтами, [3] выявлены и разработаны некоторые аналитические закономерности изменения величины ореола оттаивания мерзлого грунта [4], но, несмотря на это, существующих формул и аналитических зависимостей для проведения подлинных расчетов недостаточно, а производимые по разным методикам расчеты одних и тех же процессов нередко в итоге приводят к различным результатам. При том в нормативно-технических документах отсутствуют явные методики расчета зоны оттаивания грунта в местах прокладки магистральных трубопроводов [5].

Сегодня существует несколько методов оценки технического состояния магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах. Так, одним из основных способов расчета прочности трубопровода является аналитический метод определения напряженно-деформированного состояния линейной части магистрального транспорта. Сущность данного метода заключается в определенной идеализации объекта исследований и отсутствии возможности учета изменений свойств многолетнемерзлого грунта, физических характеристик металла и условий его эксплуатации. Следовательно, недопустимость учета изменений параметров грунта и трубопровода делает их главными недостатками метода и приводит к неточной оценке напряженно-деформированного состояния трубопровода в реальных условиях эксплуатации.

В связи с этим, на сегодняшний день наилучшим способом оценки надежности магистрального трубопровода является метод конечных элементов с использованием программных комплексов [6]. Данный метод

в отличие от аналитического позволяет избежать недостатков учета изменяемых параметров и при этом получить более точные результаты параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода путем разбиения объекта на более простые отдельные части.

Библиографический список

1. Арктика: инвестиции в будущее углеводородов // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 3-4. – С. 10-11.

2. Тарасенко, А. А. Обоснование возможности подземной прокладки нефтепроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов / А. А. Тарасенко, М. Н. Редутинский, П. В. Чепур // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 12-1. – С. 47-52

3. Рекомендации по прогнозированию динамики теплового и механического взаимодействия трубопроводов с промерзающими и протаивающими грунтами / ВНИИСТ. - Москва, 1987.

4. Руководство по проектированию оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах / НИИОСП им. Н. М. Герсевича. - Москва: Стройиздат, 1980.

5. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых / М. Ю Зотов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. - № 2. - С. 61-65.

6. Рудаченко, А. В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А. В. Рудаченко, А. Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.

Научный руководитель: Чепур П.В., к.т.н., доцент.

Интегрированные операции как ключевой фактор инновационной стратегии нефтегазодобывающих предприятий в условиях санкций

Новикова А.С., О.В. Еременко

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

В условиях внедрения технологий цифровой экономики, разрыва отношений с традиционными партнерами при объявлении секторальных санкций особое внимание при разработке шельфовых месторождений стоит уделить мировому опыту проведения интегрированных оптимизирующих операций, объединяющих множество аналитических информационных платформ [1]. Эти технологии уже давно успешно используются сервисными компаниями, для которых автоматизация и

оптимизация процессов, а также общее управление данными являются ключевыми факторами инновационной стратегии.

При реализации интегрированных операций речь идет либо о подключении цифровых инструментов (датчиков) к уже имеющимся устройствам для повышения кибербезопасности и эколого-экономической эффективности [2], либо о создании облачной инфраструктуры при участии мировых компаний-лидеров, в которой центры удаленного мониторинга объединяют сенсорные технологии и полевые устройства на месторождениях. В каждом случае центр обеспечивает рост эффективности разработки посредством удаленной поддержки междисциплинарной команды специалистов в следующих технологических областях:

- техническое обслуживание подводного и надводного оборудования по данным о его состоянии с применением метода раннего обнаружения неисправностей, прогнозирования продолжительности периода эксплуатации и мониторинга состояния критических элементов основных фондов, таких как: клапаны, задвижки, электрическое оборудование и т.д.[3];

- стратегическое планирование совместного функционирования объектов установок при изменении окружающей среды;

- установка общих систем связи, беспроводной измерительной аппаратуры для снижения капитальных затрат и времени обслуживания;

- совместная визуализация для выполнения операций технического обслуживания и диагностики, а также повышения уровня помощи от центров передового опыта;

- обустройство и эксплуатация мобильных информационно-коммуникационных человеко-машинных технологий для поддержки персонала платформ;

- использование теле-роботизации и расширенной визуализации для эффективного дистанционного управления и вмешательства на подводные, верхние и береговые объекты месторождений.

Для предотвращения операционных сбоев все управление процессами осуществляется в реальном режиме с датчиков на шельфе, ведущих непрерывный мониторинг, согласно разработанного алгоритма. В его основе лежит сочетание показателей экономической эффективности и требований безопасности. Особое внимание уделяется масштабируемым высокопроизводительным вычислениям на облачной платформе изменяющихся параметров пласта. Подобные киберфизические системы (например, автоматизированная система бурения) помогут операторам видеть изменения и прогнозировать соответствующий технологический режим (бурения, разработки месторождения), сокращая затраты и негативные последствия [4].

Снижение эксплуатационных и капитальных затрат при внедрении интегрировании операций достигается за счет сокращения общего числа специалистов, участвующих в процессе (численность управляющего персонала центра много меньше совокупного персонала, работающего на нескольких платформах). Это доказал опыт деятельности интегрированного операционного центра на норвежском континентальном шельфе. Он организован компанией Statoil при участии Siemens, Sirius и Foxboro для разработки месторождений Åsgard в Норвежском море и Grane, Gina Krog в Северном море. Этот центр полностью автоматизировал контур управления трех месторождений, создав самообучающуюся и постоянно улучшающуюся среду управления. В результате его работы капитальные затраты снизились на 16% в сравнении с вариантом обособленной разработки каждого из месторождений, сократился операционный риск, возрос уровень информационной защиты и оперативности выработки управленческих решений, полностью соответствующих сложившейся ситуации [5].

В случае секторальных санкций значение подобных центров возрастает в связи с полным прекращением международного трансфера новых технологий в нефтегазовый сектор российской экономики, а удаленное дистанционное управление позволяет осуществлять участие специализирующихся в этой области иностранных компаний. Интегрированные центры консолидируют технологии этих компаний, позволяя оператором «закрывать цикл», превращая данные из многочисленных источников в решения о немедленном изменении и контроле в режиме реального времени.

Библиографический список

1. Еременко, О. В. Приоритеты инновационного развития и особенности оценки эффективности проектов в газоперерабатывающих и газохимических производствах: учебное пособие / О. В. Ефременко. – Москва-Берлин: Директ-Медиа. –2017. – 171 с.

2. Новикова, А. С. Инновационные подходы в формировании комплекса мероприятий по ресурсосбережению в нефтегазовых компаниях. / А. С. Новикова, О. В. Еременко // Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий: сборник трудов научно-практ. конференции. – Москва-Оренбург: ООО «Амирит» (Саратов). – 2017. – С. 214-218.

3. Старовойтов, И. Г. Методы оценки риска в системе управления охраной труда / И. Г. Старовойтов, В. А. Бирюк, Ю. А. Булавка // Вестник Университета гражданской защиты МЧС Республики Беларусь. – 2018. — Т. 2, №1. – С. 5-17.

4. Еременко, О. В. Проблемы управления инновационной деятельностью российских нефтегазовых компаний в условиях нарастания

геополитического одиночества. / О. В. Еременко, А. С. Новикова // «Междисциплинарный подход к исследованию экономики»: сборник материалов III Международной научно-практической конференции. В 3-х ч. Ч.I. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2017. – С.153-156.

5. Еременко, О. В. Методические особенности определения эффективности инновационных проектов в сегментах деятельности нефтегазодобывающих компаний при изменении уровня риска / О. В. Еременко // Наука сегодня: постулаты прошлого и современные теории: Материалы VIII международной научно-практической конференции. / Отв. ред. А. А. Зарайский. - Саратов: Изд. «Академия Бизнеса». – 2017.– С. 72-76.

Научный руководитель – Шпаков В.А., к.э.н., проф. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Проблемы получения сжиженного природного газа

Ан В. М., Гельгорн Е. А., Чекардовский С. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для определения проблем по получению сжиженного природного газа авторами данной статьи были рассмотрены 3 зарубежные технологии, удовлетворяющие большую часть спроса на рынке современных технологий по сжижению природного газа:

1. Каскад смешанных хладагентов, разработанный совместно компаниями Statoil и Linde (S-L MFC);
2. Двойное охлаждение смешанным хладагентом компании Shell (Shell DMR);
3. Технология X компании Air Products (AP-X) [1].

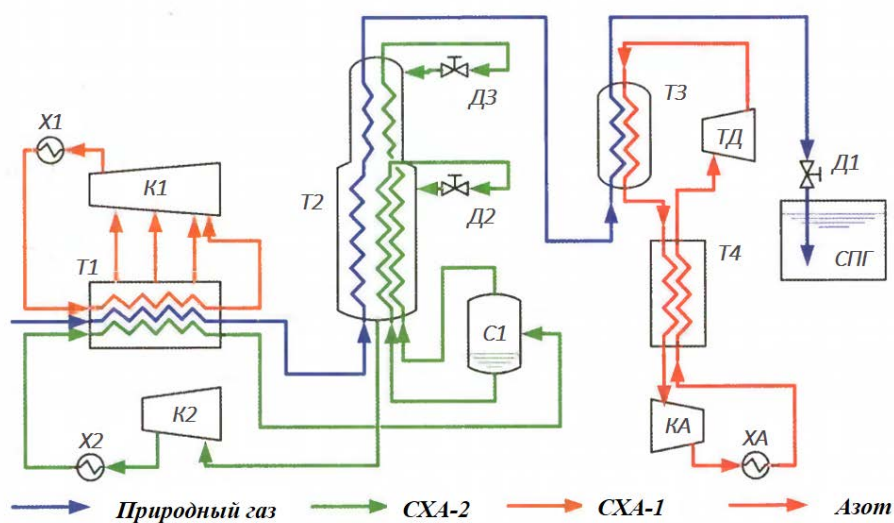
Таблица 1

Сравнение ключевых факторов технологий по сжижению

Технология	Турбодетандер, шт. на 1-линии	Реагент	Производительность, тонн/час
<i>S-L MFC</i>	-	$CXA_{1/2/3}$	490
<i>Shell DMR</i>	-	$CXA_{1/2}$	550
<i>AP-X</i>	1	$C_3/CXA/N_2$	890

На основе подробно изученных данных по комплектуемому оборудованию технологических линий и соответствующих параметров процессов, происходящих при их работе, была предложена альтернативная схема технологии по сжижению природного газа, изображенной на рисунке 1. Она сочетает в себе преимущества каждой из рассмотренных

зарубежных технологий, а именно, гибкость процесса цикла предварительного охлаждения, за счёт замены пропана на смешанный хладагент; энергоэффективность, за счёт использования турбодетандера при расширении хладагента в цикле переохлаждения.



СПГ – сжиженный природный газ; СХА – смешанный хладагент; К – компрессор; Т – теплообменник; Д – дроссель; ТД – турбодетандер; С – сепаратор.

Рисунок 2. Альтернативная схема технологии по сжижению:

По итогам сравнительного анализа можно сделать следующие выводы:

- Производительность технологии во многом определена расширительным устройством [2];
- Эффективная работа процесса достигается при использовании турбодетандеров в качестве расширительного устройства [3];
- Имеется перспектива в замене турбодетандера на двухфазный детандер, используемый в воздуходелительных установках, так как он по сравнению с первым способен работать и с жидкой фазой [4]
- Наиважнейшим направлением интенсивного развития технологий по сжижению природного газа является работа над составом смешанного хладагента (СХА) [5].

Библиографический список

1. Федорова, Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. / Е. Б. Федорова // Крупнотоннажные технологические процессы. – Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – С. 76-82

2. Совершенствование технологии сжижения природного газа на базе модернизированного стенда реконденсации метана / Ю. С. Бухолдин [и др.] // Технические газы. - 2008. - № 4. - С. 26 – 29.

3. Сердюков, С. Г. Повышение экономической эффективности эксплуатации АГНКС при дооборудовании их системами получения и реализации сжиженного природного газа / С. Г. Сердюков, И. Л. Ходорков, Д. Н. Логинов // Сжиженный природный газ в России: Сб. статей и докладов. – Санкт-Петербург: Химиздат, 2004. - С. 27 – 30.

4. Finley, Ch. D. Continuously transient operation of two-phase LNG expanders / Ch. D. Finley // AIChE Spring National Meeting. — 2004. — P. 25–29.

5. Горбачев, С. П. Совершенствование технологии сжижения природного газа на газораспределительных станциях с получением продукта повышенной чистоты / С. П. Горбачев, И. С. Медведков // Технические газы. - 2012. - № 4. - С. 31 – 36.

Научный руководитель: Чекардовский С. М. канд. техн. наук, доцент.

Проектирование модульного кессона для ремонтных работ подводного трубопровода и гидротехнических сооружений в зимний период

Важенин П. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Подводный переход – линейный участок магистрального трубопровода, пересекающий водную преграду и углубленный, как правило, в дно водоёма. На сегодняшний день насчитывается более 2300 подводных переходов газо- и нефтепроводов [1,2], и аварии на данном типе трубопровода несут не только экологическую опасность, но и экономическую – к примеру, для ликвидации разлива 1 тонны нефти на воде требуется около 3,7 млн рублей [3]. Поэтому важно обеспечивать качественное обслуживание и своевременный ремонт.

На данный момент существуют два вида работ для ремонта подводного трубопровода: подводные сварочные работы и сварочные работы с помощью кессонных камер.

Подводные сварочные работы – процесс, характеризующийся высоким уровнем трудоёмкости и повышенной трудностью проведения самих работ, требующий высоко квалифицированный специалистов, способных выдержать перегрузки и являющийся экономически невыгодным: подводные сварочные работы в 35 раз дороже обычных. Также из-за подводных течений, возникающих в водоёмах, неудобства

водолазного оборудования и плохой видимости качество сварочных швов значительно ниже, чем при сварке в сухой среде [4].

Сварочные работы с помощью кессонных камер хоть и обеспечивают качественный ремонт, но требуют еще больших затрат: стоимость одной камеры превышает 15 миллионов рублей [5]. Также вес конструкции составляет более 50 тонн, что говорит о крайне низком уровне мобильности [6, 7].

Перспективным решением для поясов с умеренным и арктическим климатом может стать модульный кессон, состоящий из системы блоков (Рис.1). Каждый блок обладает легким и одновременно жестким каркасом, боковые поверхности покрыты мембранным материалом с нагревательным элементом (Рис. 2).

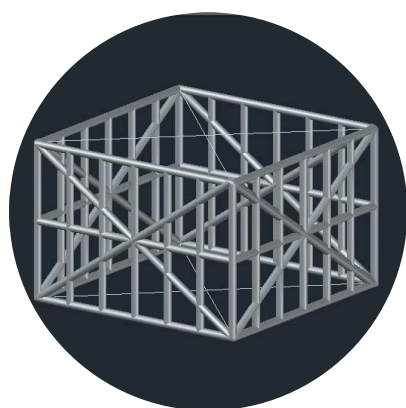


Рис. 1. Концепт элемента конструкции модульного кессона

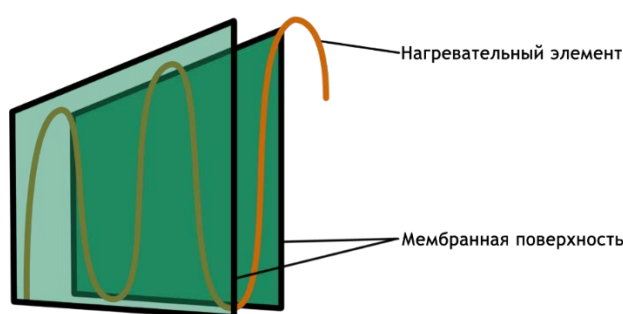


Рис. 2. Концепт покрытия боковой поверхности

Соединив необходимое количество блоков между собой с помощью крепёжных элементов, погружаем конструкцию в заранее подготовленное отверстие во льду. Из-за изменения температуры воды на ее стенках начинается образования льда. Для ускорения процесса на дне конструкции можно провести воздух с поверхности ко дну.

После наращивания достаточной толщины льда стенкам конструкции передаётся тепло с помощью нагревательного элемента: лёд начинает таять, делая конструкцию подвижной, что позволит без особых усилий извлечь ее из рабочей зоны на поверхность.

В итоге хотелось бы подчеркнуть, что в настоящее время ремонт подводных переходов является затратным видом ремонтных работ. С помощью предложенной конструкции можно увеличить скорость ремонта, а также снизить затраты в зимний период времени.

Библиографический список

1. Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg4-11/?print=1>

2. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/press/news/2018/november/article468210/>
3. Организационно-правовые и технические аспекты обнаружения утечек нефти в магистральных трубопроводах / Н. В. Глущенко [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 2. – С. 34-39.
4. Подводная сварка: особенности и трудности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.woshod-metiz.ru/svarpodvod.htm>
5. Официальный сайт единой информационной системы в сфере закупок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zakupki.gov.ru/epz/order/quicksearch/search.html>
6. Пат. 2291936 Российская федерация МПК E02D23/02. Плавающие кессоны, погружаемые в воду непосредственно на месте / Шамшаев Н. С.; патентообладатель: Закрытое акционерное общество "ВОЗРОЖДЕНИЕ"; – 2005127549/03; заявл. 2005-09-02; опубл. 20.01.2007 Бюл. № 2.
7. Технология: подводная камера (кессон) для ремонта подводного перехода газопровода и нефтепровода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://yarpodvodnik.ru/pages/tech/kesson.html>

Научный руководитель: Максимов Л. И., инженер ЦПИИР.

Использование канатных дорог в качестве внепромыслового транспорта высоковязких нефтей

Игнатенко М.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Выбор вида транспорта нефти с удаленных месторождений является актуальной проблемой большинства компаний. Многие месторождения Западно-сибирской равнины находятся в заболоченных районах. Проблема транспорта нефти актуальна в частности для южной ее части. Этот район охватывают Васюганские болота (Томская область), являющиеся самыми большими в России. В рамках данной статьи, изучение проблемы транспортировки нефти и поиск решения будут проходить относительно Северо-Трассового месторождения находящегося в 490 км. к северо-западу от г. Томска.

Участок работ окружен не проходимыми болотами; гидрографическая и дорожная сеть развиты слабо. Район сейсмически пассивный. Возможно подключение к магистральному трубопроводу, находящемуся в 7 км. от лицензионного участка. Лицензионный участок

не эксплуатируется (апрель 2019); проект по разработке месторождения создается компанией «Тандем» совместно с «ПАО Газпром». В пределах лицензионного участка находятся разведочные скважины, давшие положительные дебиты высоковязкой нефти.

Для решения проблемы транспортировки нефти с месторождения компанией было предложено использование грузовых подвесных канатных дорог (ГПКД) в качестве транспорта высоковязких нефтей и разработана следующая схема – Рисунок 1.

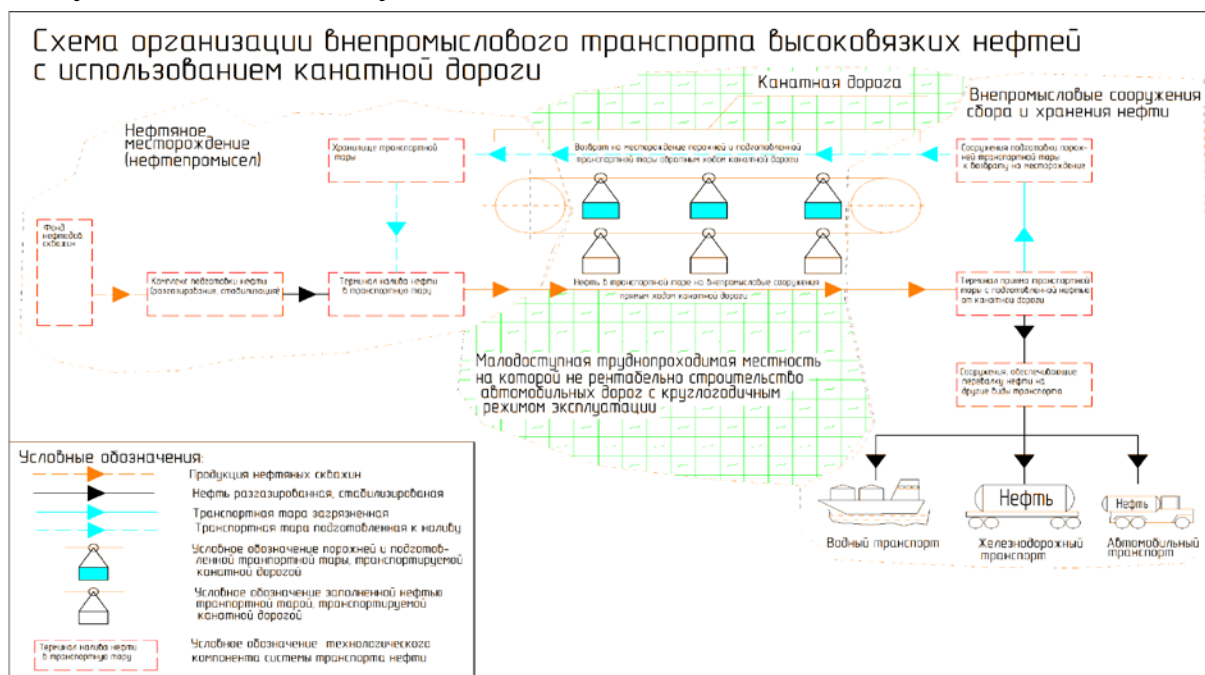


Рисунок 3. Общая схема канатной дороги

Проект использования канатной дороги в качестве транспорта нефти был предложен компанией АО «Тандем». Целями проекта стало изучение рентабельности использования ГПКД в качестве внепромыслового транспорта, а также конструирование вагонетки пригодной для транспортировки нефти и проектирование канатной дороги применительно для условий Северо-Трассового месторождения (при положительных значениях рентабельности).

Этот транспорт ранее использовался исключительно в горной промышленности и туризме. Эффективность показателей использования ГПКД относительно автотранспорта была изучена в 2010 году для Дехканабадского завода калийных удобрений. Расходы при использовании автотранспорта были в 5-6 раз больше чем при использовании ГПКД при расчете перевозки 1т. груза на 1 км. Также стоит отметить, что эффективность ГПКД увеличивается при увеличении объемов перевозки. Транспортировка может происходить бесперебойно при минимальной цене, по большей части, зависящей от цен на электроэнергию и расходов на износ тяговых и несущих канатов.

Сравнения показателей эффективности канатных дорог с показателями нефтепровода является условным, это обусловлено тем, что сравнение происходит по данным за 2010-2013 гг. Сравнение происходит по показателям эффективности использования ГПКД для Дехканабадского завода калийных удобрений и показателям нефтепровода «УПН «Федюшкинское» – ПСП «Газпромнефтьвосток»», проходящего в Томской области.

Фактическая скорость по данному нефтепроводу составляет 1.25 м/с, при внутреннем диаметре трубы 143 мм. Исходя из этих данных, была посчитана расчетная производительность нефтепровода: $Q_{\text{ч}}=73,1\text{м}^3/\text{ч}$.

Таблица 1

Сметная стоимость строительства 1 км трубопроводов (Данные журнала "Полимергаз", №3-2012)

Диаметр трубы, м	Стоимость земляных работ, рублей	Стоимость сварочно-монтажных работ, рублей	Стоимость труб, рублей	Стоимость материалов и деталей, рублей	Общая стоимость строительства, рублей
159	445 226	1 364 369	1 265 627	33 914	3 109 136

На основании данных из таблицы 1, стоимость 7 км. нефтепровода составит 21 763 952 рубля, с учетом НДС (20% на 2019г.) стоимость равна: $21\,763\,952 \cdot 1,2 = 26\,116\,742,4$ рубля

Стоимость строительства 7км. канатной дороги равна 597 333 333 рубля с учетом цен на 2012 г.

Несмотря на то, что строительство ГПКД дороже примерно в 22 раза, диагностика и контроль состояния несущих канатов стоит гораздо дешевле, чем диагностика нефтепровода. Также производительная мощность транспортировки значительно выше мощности нефтепровода:

$$Q_{\text{ч}} = 73,1\text{м}^3/\text{ч} = 60,67\text{т}/\text{ч} \text{ – для нефтепровода;}$$

$$Q_{\text{ч}} = 216,5 \text{ т}/\text{ч} \text{ – для ГПКД}$$

Скорость движения вагонеток на отдельных участках канатной дороги равна 5м/с, скорость движения нефти по трубопроводу составляет 1,25м/с.

Исходя из полученных данных горной и нефтяной промышленности, есть все предпосылки для использования ГПКД как альтернативы автотранспорту в нефтяной промышленности. Тем не менее, эффективность использования канатных дорог должна быть проверена и уточнена по показателям на 2018-2019 г., также необходим более подробный анализ и сравнение рентабельностей ГПКД и нефтепроводов.

Библиографический список

1. Земсков, А. Н. Проектирование грузовой подвесной канатной дороги для дехканабадского завода калийных удобрений / А. Н. Земсков, П. Н. Федин, В. И. Мельник // Рудник будущего. - 2010. - № 1. - С. 50-53.
2. Земсков, А. Н. Сопоставление эксплуатационных показателей автотранспорта и грузовой подвесной канатной дороги для условий дехканабадского завода калийных удобрений / А. Н. Земсков, А. В. Бехер // Рудник будущего. - 2010. - № 1. - С. 54-56.
3. Вершков, З. В. Сооружение промышленного нефтепровода «Установка подготовки нефти «Федюшкинское» - приемо-сдаточный пункт «Газпромнефть-Восток»»: дипломный проект // З. В. Вершков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ); науч. рук. М. С. Салтымаков. – Томск, 2016.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин».

Исследование волновых процессов в распределенных газотранспортных системах

Калистратов К. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При трубопроводном транспорте газа давление газа уменьшается. Для его накачки создаются компрессорные станции.

Проблемы:

1. Энергетические

Максимальное давление, которое могут накачать компрессорные станции, – 50 атмосфер, а рабочее давление газопроводов больше 100 атмосфер (высокое давление) [1]. Чтобы поддерживать рабочее давление газопровода, количество компрессорных станций следует увеличивать.

2. Денежные

По данным отчета ПАО «Газпром», транспортные расходы компании за 2018 год составляют более 22 млрд рублей [2], а стоимость строительства компрессорной станции «Салдыкельская», более 1 млрд рублей [3]. Таким образом, строительство и обслуживание компрессорных станций может оказаться невыгодным.

3. Временные

Согласно данным сайта ПАО «Газпром», время строительства газопровода «Сила Сибири» – 5 лет. Строительство первого участка этого

газопровода, до компрессорной станции «Салдыкельская», заняло около 2 лет [4].

Общая протяженность Единой системы газоснабжения России составляет более 170 тыс. км. На газопроводах насчитывают 254 компрессорные станции. «Газпром» планирует расширить эту сеть и, соответственно, увеличить количество компрессорных станций. Общая протяженность перспективных газопроводов более 3 тыс. км, согласно карте газопроводов России (рисунок 1). Средний интервал размещения компрессорных станций – 150 км. Итак, примерное количество компрессорных станций для перспективных газопроводов – 20. Стоимость одной компрессорной станции может достигать 5 млрд рублей. При оптимизации трубопроводного транспорта газа затраты на строительство и обслуживание газопроводов могут уменьшиться.

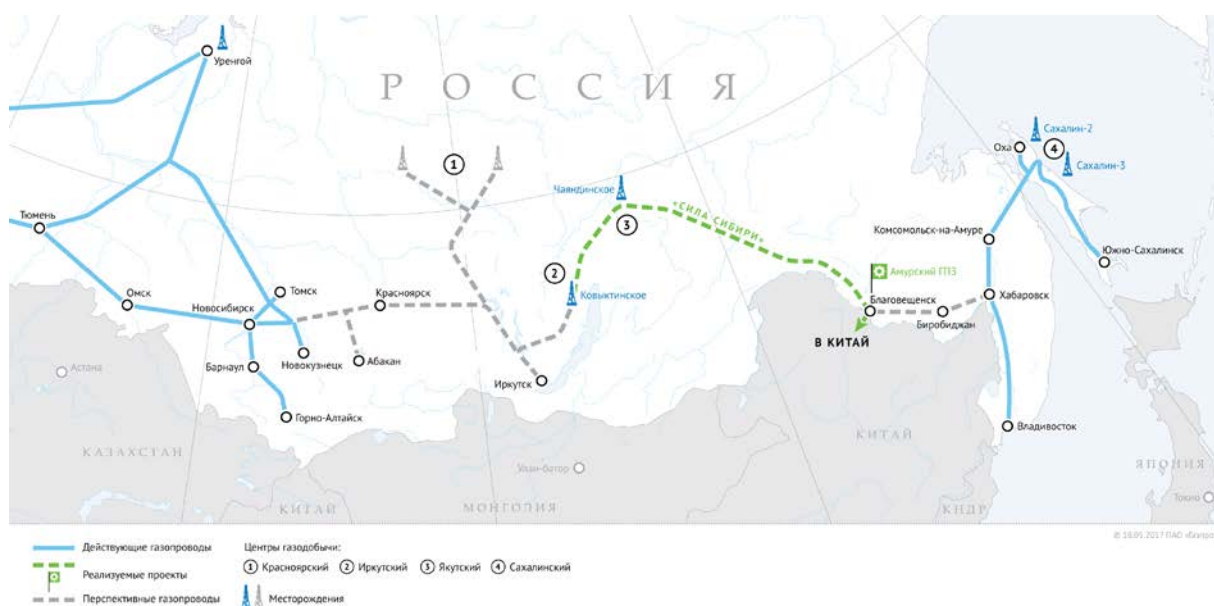


Рисунок 1. Карта газопроводов России

Технические решения, с помощью которых уменьшаются потери давления при трубопроводном транспорте газа:

1. Внутреннее гладкостенное покрытие, благодаря которому уменьшается коэффициент трения газа о стенки трубы;
2. Увеличение диаметра газопровода [5];
3. Использование высокопрочного и антикоррозийного материала при изготовлении труб. При коррозии металла происходит процесс окисления, на который уходит часть энергии газа. На данный момент с помощью изготовления труб из нового материала эти потери энергии и, соответственно, давления минимизированы.

Основная формула, по которой рассчитываются потери давления при трубопроводном транспорте газа, – формула Дарси-Вейсбаха [6]. Для трубопроводов среднего и высокого давлений она имеет вид:

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{16}{\pi^2} * \lambda * \frac{Q^2}{d^5} * \rho * L * p_0 * \frac{T}{T_0}$$

- p_n – начальное давление газа, МПа;
- p_k – конечное давление газа, МПа;
- p_0 – 0.101325 МПа;
- Q – расход газа при нормальных условиях, м³/с;
- λ – коэффициент гидравлического трения;
- d – внутренний диаметр газопровода, м;
- ρ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;
- L – длина газопровода постоянного диаметра, м;
- T – температура газа, К;
- T_0 – температура газа при нормальных условиях, К.

Из формулы Дарси-Вейсбаха видно, что уменьшение коэффициента трения газа о стенки трубы и увеличение диаметра трубопровода помогают сократить потери давления газа.

Таким образом, можно сделать вывод, что моделирование волновых процессов в распределенных газотранспортных системах является актуальным. В качестве основы моделирования будет взята формула Дарси-Вейсбаха.

Библиографический список

1. «Газовые сети низкого, высокого и среднего давления» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.stg.ru/ru/doc/glossarij/gazovyye-seti-nizkogo-vyisokogo-i-srednego-davleniya.html>
2. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>
3. «Закупочные процедуры/ Тендеры» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energybase.ru/pipeline/power-of-siberia>
4. Магистральный газопровод «Сила Сибири» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/26020631-Magistralnyy-gazoprovod-sila-sibiri.html>
5. Национальный нефтегазовый форум «Neftegaz.RU» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru>
6. «Определение потерь давления в газопроводах» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.politerm.com/zulugaz/webhelp/math_source_data.html

Научный руководитель: Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент каф. РЭНГМ ТИУ, старший эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

Моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей

Поляков Д. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Все большую роль в структуре нефтедобывающей промышленности России стали занимать вопросы связанные с повышением эффективности эксплуатации месторождений и трудноизвлекаемыми запасами.

Согласно статистике на рисунке 1 новые месторождения в мире открывают все реже [1], поэтому главным условием стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности становится разработка и внедрение новых высокоэффективных решений.

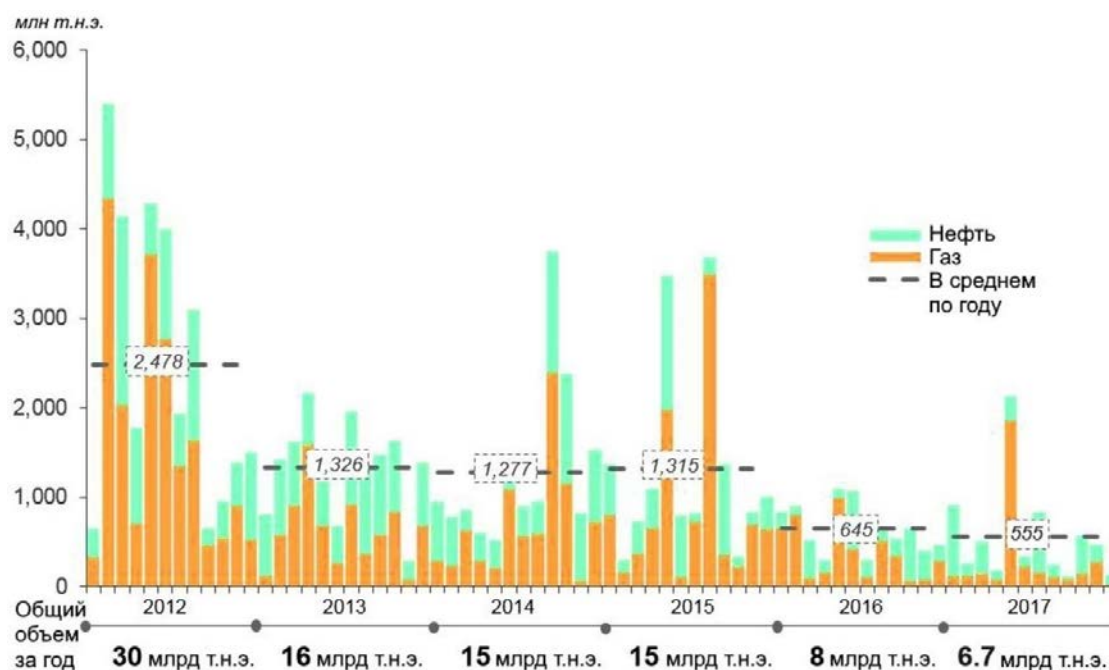


Рисунок 4. Объем открытых в мире месторождений

Для разработки данных решений человек должен анализировать огромное количество информации, что несомненно является проблемой, поэтому современному инженеру необходимо иметь инструмент, который позволял бы оценивать имеющиеся факторы, эффективно принимать решения и выбирать необходимые средства модернизации. Модельный подход близко отвечает этим целям [2].

У детерминированных и стохастических моделей, которые получили наибольшее распространение на месторождениях углеводородного сырья, есть существенный недостаток. Из-за наличия пробелов и неточностей в базе данных приходится при расчетах использовать ряд упрощающих допущений. Что в свою очередь приводит к снижению достоверности модели или вовсе к потере адекватности модели.

Таким образом, существует потребность в новых математических методах моделирования. Одним из возможных вариантов является имитационное моделирование, реализуемое при помощи искусственных нейронных сетей [3].

При данном моделировании несомненным преимуществом является принципиальная возможность моделирования сложных систем. Недостатком является принцип черного ящика: мы не знаем, каким путем нейронная сеть пришла к ответу. Мы видим только входные и выходные данные [4].

В данной работе мы ставим перед собой задачу прогноза добычи нефти. Для создания нейронной сети, способной ее решать, проанализируем и выберем 3 элемента нейронной сети.

Первый основополагающий элемент - обучающая выборка, она состоит из входных значений и соответствующих им выходных значений набора данных. В ходе обучения нейронная сеть находит некие зависимости выходных полей от входных и строит функцию, которая как можно меньше ошибается на объектах обучающего множества. Различают 2 типа обучающих выборок: горизонтальные и вертикальные [4].

Основное их различие заключается в том, что в первой высокие требования к входной информации, так как наличие пробелов в данных приводит к тому, что соответствующие строки в обучающей выборке приходится отбрасывать, либо заменять их приближенными значениями. В то время как вертикальные выборки менее чувствительны к наличию «пробелов» в базах данных.

Еще один неустранимый недостаток горизонтальной выборки заключается в том, что количество полей обучения возрастает прямо пропорционально количеству скважин (следовательно, область их применения ограничена исследованиями выделенных участков месторождения) [3].

По данной причине в своей модели мы будем использовать вертикальную выборку.

Следующий элемент – алгоритм обучения. Для того, чтобы нейронная сеть была способна выполнить поставленную задачу, ее необходимо обучить. Обучение нейронной сети – это процесс, в котором свободные параметры нейронной сети настраиваются посредством моделирования среды, в которую эта сеть встроена. Различают обучение с учителем и без учителя.

Обучение нейронной сети с учителем предполагает, что, посмотрев на входные данные, она поймет, что нужно стремиться к определенному результату, который вы ей предоставили.

При обучении без учителя алгоритм обучения настраивает параметры сети так, чтобы при предъявлении близких входных данных на входе получались практически одинаковые выходные данные [5].

Учить нейросеть прогнозировать добычу нефти целесообразнее с учителем, так как обучение будет происходить в разы быстрее.

Последний проанализированный элемент – архитектура нейронной сети. Выделяют две из базовых архитектур: прямого распространения и рекуррентные сети.

Сети прямого распространения передают информацию от входа к выходу только вперед. В рекуррентных сетях информация к нейронам приходит не только с предыдущих слоёв, но и от самих себя с предыдущей итерации. Обучение с данным алгоритмом происходит в разы дольше и сложнее. Поэтому для своей нейронной сети мы выбрали архитектуру прямого распространения [6].

Таким образом, мы планируем создать имитационную модель с использованием нейронной сети для прогноза добычи нефти. На данный момент уже выбрана обучающая выборка, архитектура и алгоритм обучения нейронной сети.

Библиографический список

1. Официальный сайт компании «RYSTAD ENERGY» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rystadenergy.com/>.
2. Соколов, В. С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / В. С. Соколов. // Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 146 с.
3. Стрекалов, А. В. Математическое моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей: монография / А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 164 с.
4. Хайкин, С. Нейронные сети. Полный курс / С. Хайкин. – Москва: Вильямс, 2018. – 1104 с.
5. Учебник по нейронным сетям [Электронный ресурс] // Нейронные сети: все о создании нейросетей. – Режим доступа: <https://neuralnet.info/book/>.
6. Бунин, О. Введение в архитектуры нейронных сетей [Электронный ресурс] / О. Бунин. – 2017. – Режим доступа: <https://habr.com/ru/company/oleg-bunin/blog/340184/>

Научный руководитель: Стрекалов А. В., докт. техн. наук, профессор кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Анализ опыта эксплуатации сеноманских газовых скважин с жидкими пенообразующими ПАВ

Сабурова Е.А., Королева И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день большинство крупных сеноманских газовых залежей Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся низким пластовым давлением, снижением добычи и появлением проблем в работе скважин. Сложности добычи газа из таких месторождений связаны со скоплением жидкости на забое скважин. Наиболее технологичным и простым в применении методом решения этой проблемы является использование пенообразующих поверхностно-активных веществ.

По мере разработки месторождения пластовое давление уменьшается, и скорости газового потока в стволе скважины уменьшаются, становясь недостаточными для выноса жидкости на устье скважины. Жидкость начинает скапливаться на забое, что приводит к уменьшению дебита газа и постепенному задавливанию скважины.

В скважине может скапливаться пластовая вода, жидкий газоконденсат из пласта, газоконденсат и конденсационная вода, которые перешли в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины и по колонне НКТ стекли на забой.

Описанная проблема очень актуальна для месторождений Западной Сибири. Так, например, по прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к 2030 году на Уренгойском НГКМ будет около 500 скважин, работающих в режиме «самозадавливания» [1].

Для борьбы с накоплением жидкости на забое газовой скважины используют различные методы, при выборе которых руководствуются их потенциалом применения на отдельном месторождении, в том числе экономическим. Среди таких методов большое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих ПАВ, которую отличают относительно небольшие затраты и высокая эффективность.

При взаимодействии пенообразователей с жидкостью и газовым потоком на забое образуется пена – газожидкостная эмульсия, в которой пузырьки газа отделяются друг от друга пленкой жидкости. Это приводит к снижению поверхностного натяжения газожидкостной смеси и её плотности [2]. Вследствие этого снижается и критическая скорость потока газа – минимальная скорость, необходимая для выноса жидкости на поверхность (см.выр.1).

$$V_K \geq 3,71 \frac{\sqrt[4]{\sigma(\rho_{ж} - \rho_{г})g}}{\sqrt{\rho_{г}}} \quad (1)$$

где V_K – критическая скорость, м/с, σ – поверхностное натяжение на границе раздела вода – газ, Н/м, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³, $\rho_{г}$ – плотность газа, кг/м³ [3].

Ввод ПАВ в скважину осуществляется следующими способами:

- постоянная или периодическая закачка раствора ПАВ в затрубное пространство скважины без пакера (не требуется остановка скважины);
- периодическая закачка раствора ПАВ в трубное пространство (необходима остановка скважины);
- периодический ввод в скважину твердых пенообразователей (необходима остановка скважины);
- закачка раствора ПАВ по капиллярной трубке, спущенной на забой скважины (не требуется остановка скважины).

Последний способ подачи является самым универсальным, т.к. может применяться в скважинах, оборудованных пакером, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах без их остановки. Также стоит отметить, что наибольшую эффективность проявляют именно жидкие ПАВ, которые, в отличие от твердых пенообразователей, равномерно и быстро растворяются в скапливающейся на забое жидкости, тем самым обеспечивая её стабильный вынос.

Если для удаления жидкости с забоя скважины используется пена, она должна быть погашена до входа в сепаратор. В противном случае может происходить образование устойчивых пенных составов, которое влечет за собой осложнения при работе оборудования для промышленной подготовки газа [4]. Чтобы избежать этого, необходимо подбирать оптимальную концентрацию реагентов, что возможно только при проведении экспериментов с флюидом, добытым из скважины, или испытаний на отдельных скважинах месторождения.

Для анализа эффективности применения ПАВ был рассмотрен опыт внедрения данного метода на трёх скважинах Медвежьего НГКМ зимой 2015-2016 гг. До применения ПАВ на скважинах были замечены снижение дебитов по газу и скопление жидкости. Средняя величина дебита газа составляла 100 тыс.м³/сут. Для определения первичной реакции каждой скважины и правильной дозировки подачи ПАВ были проведены ударные обработки скважин пенообразователями, после чего скопившаяся жидкость начала выноситься с забоя и было принято решение о дальнейшем применении ПАВ на данных скважинах. В результате проведенных испытаний технологий закачки растворов жидких ПАВ средний объем дополнительной добычи газа (прироста дебита) на скважинах Медвежьего месторождения составил 40 тыс.м³/сут.

Проанализировав опыт эксплуатации сеноманских газовых скважин с жидкими пенообразователями, делаем вывод, что применение ПАВ в данных условиях эффективно. Относительно небольшие затраты на оборудование и реагенты, а также быстрое действие и значительный

прирост дебита газа после применения пенообразователей делают использование ПАВ одним из предпочтительных методов борьбы с задавливанием скважин.

Библиографический список

1. Корякин, А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса / А. Ю. Корякин. – Москва, 2016. – 272 с.

2. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс / пер. с англ. – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

3. Николаев, О. В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / О. В. Николаев; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Москва, 2012. – 147 с.

4. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург: ООО «Недра», 2012. – 176 с.

Научный руководитель: Огай В. А., ассистент кафедры РЭНГМ.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

The Iranian reservoirs oil and gas properties as a function of pressure and temperature

Hadavimoghaddam F.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

The prediction of pressure volume temperature (PVT) correlations are important tools in reservoir performance calculations. The major use of PVT data is in carrying out material- balance calculations. Correlation can be used to estimate PVT data without taking fluid sample. PVT correlations are important tools in reservoir-performance calculations. The major use of PVT data is in carrying out material- balance calculations. This paper deals with PVT correlations exclusively for samples of Iranian reservoirs.

The reservoir fluid properties of interest in petroleum engineering include the following: Bubble point pressures, Solution gas-oil ratios at pressures less than bubble point pressure, Reservoir oil densities, Formation volume factors, Reservoir oil viscosities.

All known methods for determining the properties of reservoir fluids are divided into two groups: experimental and calculated. Despite some known calculation methods, not all of them have received the same distribution in the practice of oilfield development for various reasons. For example, the method of calculating properties, starting from the phase state of hydrocarbons, requires the value of the phase-equilibrium constant, characterized by the ratio of its molar fraction in the liquid phase. This method is quite time consuming, because It requires determination of the convergence pressure used in calculating the phase equilibrium constants. The most widely used calculation methods based on various semi-empirical or empirical relationships. When using these calculation methods, it is necessary to have certain initial data. The study examines the existing PVT correlations against a set of PVT data collected from different locations in Iran.

Correlations methods which were made from Russian federation reservoirs samples to obtain correlation, are:

- Method for calculating the properties of reservoir oils Method for calculating the properties of reservoir oils Shtof's method [2].
- Generalized methodology for calculating the properties of oil and gas as a function of pressure and temperature, Gubkin's method [1]
- Calculation procedure oil and gas properties as a function of pressure and temperature (Mishchenko ,2015).

The last method are based on the modified Gubkin method, as well as some correlation relationships obtained by Mishchenko (Mishchenko, 2015; Mishchenko, Andreev, 2015; Mishchenko , 2016).

The methods are designed to calculate the main properties of oil and gas under various conditions in particular:

- First method - for methane (mol%) 60% ; $\rho_g > 0,770 \text{ kg/m}^3$
- Second method –for methane (mol%) $> 60\%$; $\rho_g > 0,770 \text{ kg/m}^3$;
- Third method – for methane (mol%) $> 60\%$; $\rho_g \leq 0,770 \text{ kg/m}^3$.

Based on these methods, in this study these methods will be discussed below on specific examples of Iranian oil fields.

For $y_m \leq 60\%$; $\rho_g > 0,770 \text{ kg/m}^3$

In the process of carrying out the study, and taking into account that the initial reservoir pressure and the initial reservoir temperature change significantly in the considered deposits, the author made an attempt to search for and establish the relationship between these parameters, for which, first, the data of the oil fields of Soviet Union as well as some data from the Iranian oil field.

The range of input data, which used in this study include the following:

- The reservoir pressure varies in the range from 9 MPa to 35.7 MPa,
- The methane content varies in the range of 20.99% to 83.76%,
- The nitrogen content changes in the range 0.13% to 1.8%,
- The saturation pressure varies from 9 MPa to 23.8 MPa,
- The gas saturation varies from $40 \text{ m}^3/\text{m}^3$ до $171,3 \text{ m}^3/\text{m}^3$,
- The density of degassed oil varies from 811 kg/m^3 to $898,1 \text{ kg/m}^3$,
- Density of reservoir oil varies from 680 kg/m^3 to 840 kg/m^3 ,
- The gas density varies from 0.9 kg/m^3 to 1.490 kg/m^3 .

The PVT properties dealt with in this study are: Salutation gas oil rati, Oil formation volume factor.

Existing calculation method for these properties are based on reservoir temperature and pressure in other word calculation of the main properties of oil and gas as a function of pressure and temperature. For this study, our PVT reports for Iranian oil field included flash separations.

In this study including calculation at $t=20^\circ\text{C}$.

One of the sample of the results of the method's calculation of the main properties of oil and gas pertaining to one of the Iranian oilfield plotted on figures 1-2.

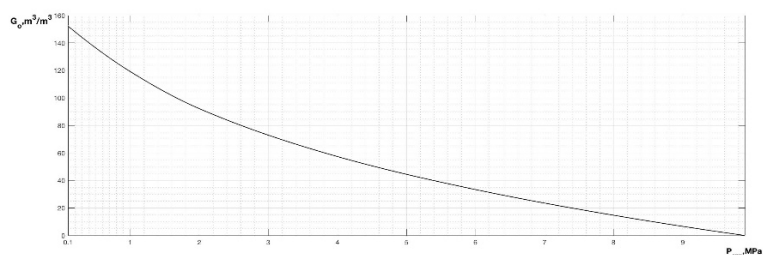


Fig. 1 Dependence of the volume of the solution gas oil ratio on the pressure at $t = 20^{\circ}\text{C}$

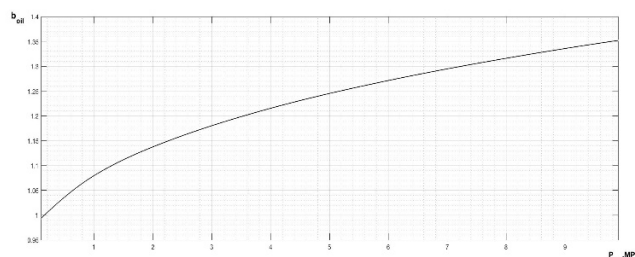


Fig. 2 Dependence of the formation volume factor on pressure at $t = 20^{\circ}\text{C}$

The errors associated with parameters are less than 5%, a lower value of error shows that the good agreement exists between experimental and calculated parameters, which indicates the possibility at this stage of the application of this method (Mishchenko's method).

The paper assesses the feasibility of practical application of one of the Russian calculation methods applied to the oil fields of the Islamic Republic of Iran, which differ not only thermobaric conditions, but also the properties of the formation fluids. Many Iranian oil fields are considered and as a result, a different value of the calculated error was obtained, sometimes significant, which indicates the possibility at this stage of the application of this method with certain limitations on the parameters.

In general, the methods chosen for calculating the properties of oil and gas (Methods 1 and 2) can be recommended for practical calculations of properties, considering the cost, time consuming and laboriousness of their experimental determination.

References

1. Dunyushkin, I. I. Calculation of the main properties of reservoir oils during oil production and preparation / I. I. Dunyushkin. – Moscow, 1982.
2. Shtof, M. D. Calculation of reservoir oil properties: methodical guidance / M. D. Shtof. - Kuibyshev: Giprovostokneft, 1974.
3. Mishchenko, I. T. Calculation of the main properties of oil and gas as a function of pressure and temperature / I. T. Mishchenko // Journal Oil, Gas and Business. – 2015. - № 8.

Supervisor: Mishchenko I. G.

Исследование эффективности ГТМ на объекте АС₄ Западно-Малобалыкского месторождения

Арутюнян А.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Важной и неотъемлемой частью процесса эксплуатации нефтяных месторождений является проведение геолого-технических мероприятий (далее ГТМ), направленных на улучшение технико-экономических показателей работы скважин и залежей, поддержание целевых уровней добычи нефти, а также регулирующих процесс разработки.

Целью данной работы является исследование эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на объекте АС₄ Западно-Малобалыкского месторождения. Это исследование направлено на прогнозирование и выявление наиболее значимых и необходимых видов ГТМ, применение которых приведет к достижению проектных показателей.

Эффективность проведения мероприятий оценивалась путем сопоставления базовых уровней добычи нефти по скважинам, рассчитанных до мероприятия, с фактическими уровнями добычи после проведения мероприятия. Критерием продолжительности эффекта после проведения мероприятия является снижение дебита нефти в процессе эксплуатации до уровня базового или проведение другого мероприятия.

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении числится 297 скважин, из них: добывающие – 178, нагнетательные – 95, водозаборные – 8, ликвидированные – 7, пьезометрические – 9. В действующем фонде: 158 добывающих и 80 нагнетательных скважин.

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Западно-Малобалыкского месторождения связаны с мероприятиями по ограничению прорыва воды в добывающие скважины (объекта АС₄, БС₂, БС₈), интенсификации добычи нефти (объекты Ач, ЮС₀, ЮС₂).

Работы в данном направлении проводились с использованием различных технологий. Для интенсификации притока к добывающим скважинам применялся гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта (соляно-кислотные и глино-кислотные обработки), капитальный ремонт скважин и оптимизация режима работы скважин, выравнивание профиля приемистости (потокоотклоняющие технологии), резки боковых стволов, дострелы и перестрелы нефтенасыщенных интервалов.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте АС₄ работает 35 добывающих и 19 нагнетательных скважин. За время разработки залежи всего было проведено 201 мероприятие.

Работы, проводимые на добывающих скважинах, преимущественно включали в себя мероприятия, направленные на интенсификацию притока.

Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах, в большинстве случаев сводились к работам по выравниванию профиля приемистости – преимущественно в процессе эксплуатации

Наибольшее число операций было выполнено по выравниванию профиля приемистости – 70 операций на 17 скважинах, что составляет 89 % действующего нагнетательного фонда.

Выравнивание профиля приемистости проводилось путем закачки в пласт различных составов: МПДС, ЩПСК-2, РВ-ЗП-1, CL-systems, CD-systems, GelFlow-KOX, GelFlow-WP и др. Суммарная добыча от ВПП составила 30,3 тыс.т, а в пересчете на одну скважино-операцию составляет 0,4 тыс.т. В среднем по группе скважин эффект от ВПП длится 3 месяца.

Наибольшую эффективность ВПП достигнута при использовании составов МПДС, ЩПСК-2, CL-System, при проведении операций по закачке данных составов удельная дополнительная добыча составила 497-668 т/опер. Применение составов РВ-ЗП-1 и КТДД-2 также характеризуется высоким значением удельной доп. добычи, однако малое количество проведенных операций (по одной операции для каждого состава) не позволяет судить об эффективности применения технологий в целом для объекта.

Однако наибольшая дополнительная добыча по всему действующему фонду скважин данного объекта достигнута путем проведения ГРП.

Операциями гидравлического разрыва пласта (ГРП) на объекте АС₄ охвачено 70 % от пробуренных добывающих скважин (83% действующих добывающих скважин имеют трещины ГРП). В основном ГРП проводились в период с середины 2001 года до конца 2008 года. Всего проведено 39 операций ГРП, в том числе 25 при вводе скважины в эксплуатацию. За счет ГРП дополнительно добыто 337,1 тыс. т нефти, или 8,6 тыс. т на одну операцию. Продолжительность эффекта составила 12 месяцев.

Таким образом, наиболее эффективным геолго-техническим мероприятием, из всех проводимых за время разработки на объекте АС₄ Западно-Малобалыкского месторождения, является гидравлический разрыв пласта.

В целом получены хорошие результаты практически по всем видам ГТМ, поэтому эффект оценивается как положительный. В дальнейшей разработке месторождения на тот или иной пласт необходимо внедрять комплекс мероприятий, которые доказали свою эффективность, исходя из геолого-физических особенностей каждой залежи.

Библиографический список

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1986. – 332 с.

2. Уметбаев, В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. – Москва : Недра, 1989. – 215 с.

3. Ерофеев, А. А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин/ А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Научные исследования и инновации. – 2010. - Т. 4, № 2. - С. 22-26.

Определение оптимального способа разработки нефтяной оторочки месторождения трудноизвлекаемых запасов

Бакин Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разработка нефтяных оторочек становится одним из наиболее перспективных путей поддержания добычи в районах с развитой нефтегазодобывающей инфраструктурой, прежде всего на месторождениях Западной Сибири. К настоящему моменту накоплен значительный опыт разработки объектов, представленных нефтяными оторочками, однако геологические особенности каждого месторождения не позволяют выработать единый универсальный подход, поэтому при определении системы разработки необходим тщательный подбор оптимальных способов извлечения запасов.

Актуальность представленной работы заключается в значительном объеме запасов, содержащихся в нефтяных оторочках и отсутствии технологий для их рационального извлечения. Кроме того, рассматриваемый в работе объект является нетрадиционным для разработки ввиду своих геолого-физических особенностей: низкой проницаемости, высоких давления и температуры, многофазного насыщения и наличия большого числа тектонических нарушений. В рамках исследования была поставлена задача определения оптимального способа разработки объекта с перспективой тиражирования применяемых подходов на другие объекты.

В рамках работы были использованы современные программные комплексы для геологического и гидродинамического моделирования, позволившие построить модель нефтяной оторочки, обобщающую свойства нескольких схожих объектов рассматриваемого месторождения. После этого был проведен литературный обзор, позволивший выявить технологические параметры, наиболее значительно влияющие на эффективность разработки нефтяных оторочек, которые в дальнейшем были систематизированы в единый алгоритм, обеспечивший достоверность результатов расчета при минимальных вычислительных затратах (рис.1).

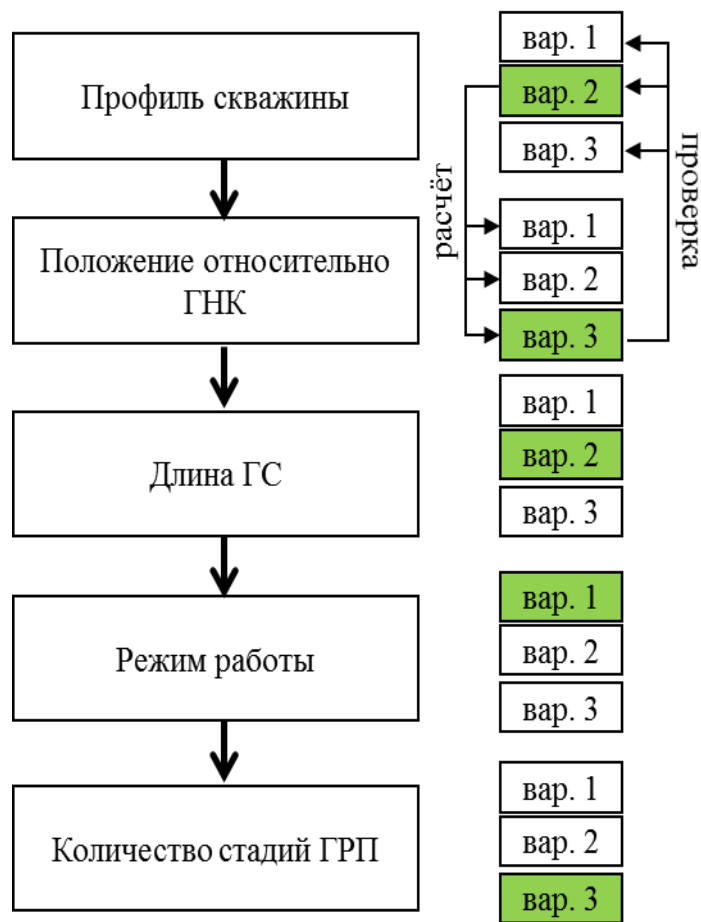


Рисунок 1. Схема выбора расчетных вариантов

В рамках работы были рассчитаны более 50 вариантов разработки нефтяной оторочки, при этом наилучший из них выбирался определялся либо как вариант с максимальным КИН (рисунок 2), либо как вариант с оптимальным КИН, т.е. при отсутствии улучшения более 5 % при следующей вариации параметра.

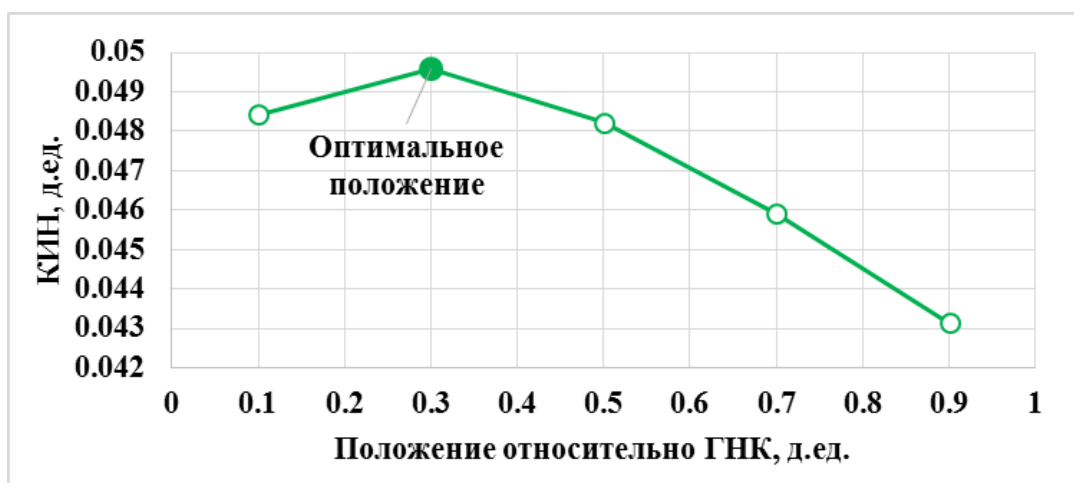


Рисунок 2. График для подбора оптимального положения горизонтального ствола

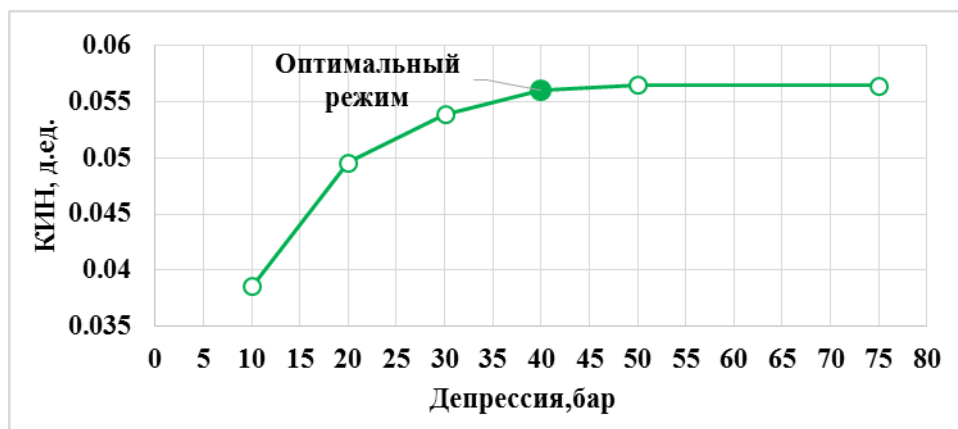


Рисунок 3. График для подбора оптимальной депрессии

Это позволило определить наиболее оптимальные значения варьируемых технологических параметров и повысить расчетный коэффициент извлечения нефти более чем в 3 раза.

Таким образом, удалось систематизировать и применить имеющийся опыт разработки нефтяных оторочек и с помощью гидродинамического моделирования определить оптимальный вариант для типовой оторочки одного из месторождения трудноизвлекаемых запасов. При этом, использованный набор варьируемых параметров может быть практически без изменений использован при выборе варианта разработки нефтяных оторочек с другими геолого-физическими особенностями.

Библиографический список

1. Бакин, Д. А. Пути повышения эффективности разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей / Д. А. Бакин, С. С. Сугунушев, В. В. Рожков // Молодежный научный вестник. – 2017. – вып. 11 (24) – С. 95-100.

Научный руководитель: д.т.н., доцент, Стрекалов А.В.

Анализ эффективности очагового заводнения как гидродинамического метода увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах

Валиуллина Ч.А., Садриева С.М.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

На сегодняшний день большинство месторождений Татарстана имеют высокую степень выработанности запасов терригенного девона. Девонские площади и большая часть залежей бобриковского горизонта

находятся на завершающей стадии разработки. В таких условиях актуальной становится задача по освоению трудноизвлекаемых запасов карбонатных отложений. Одним из методов увеличения нефтеотдачи является гидродинамический метод очагового заводнения.

В связи с этим, объектом исследования была выбрана залежь № 224 на Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

На рассматриваемой залежи продуктивными являются карбонатные отложения турнейского яруса, которые залегают ниже бобриковского горизонта. Существенные скопления нефти отнесены к верхнетурнейскому подъярису кизеловского горизонта. Практически повсеместно нефтенасыщенные прослои залегают в слиянии или в зонах с очень ненадежными уплотненными перемычками с водоносной частью разреза.

Особенностью строения залежи являются невысокие значения эффективной нефтенасыщенной толщины (в основном 3-5 м), проницаемости коллекторов (0,06 мкм²), близкое расположение ВНК и наличие в разрезе двух зональных интервалов с повышенной долей коллекторов, которые отождествляются с пластами (сверху вниз) Скз-2 и Скз-1. Сообразно этому залежь отнесена к типу пластовых сводовых, которая имеет обширные водонефтяные зоны [2].

Так как нефть турнейского яруса относится к группе тяжелых, высокосернистых и парафинистых, то добыча осуществляется горизонтальными скважинами, при этом стволы располагаются с учетом регионального направления разуплотнения горных пород, который по Южно-Татарскому своду имеет северо-западное направление.

Принимая во внимание особенности залежи № 224 Ромашкинского месторождения и направленность зон разуплотнения, ее разработка на естественном режиме истощения малоэффективна, поскольку наблюдается быстрый темп снижения пластовой энергии и низкий темп отбора нефти. Изучение имеющегося опыта искусственного заводнения карбонатных залежей Татарстана показывает, что применение методов поддержания пластового давления способствует интенсификации разработки и вводу дополнительных запасов [1].

В связи с этим в соответствии с проектным документом на залежи № 224 создана сеть очагов заводнения. Закачка воды осуществляется на кизеловском горизонте 12 нагнетательными скважинами.

Основной задачей настоящего исследования является определение взаимосвязи между объемом добываемой жидкости с закачиваемым количеством воды для ППД залежи.

Для анализа очагового заводнения были использованы геолого-физические материалы, предоставленные НГДУ «Альметьевнефть». Исследование проводилось по всей залежи № 224.

В ходе работы выделены участки, которые были определены на основе анализа остаточных извлекаемых запасов, преждевременного обводнения

добывающих скважин, неравномерности профилей притока и приемистости. По каждому участку выбиралась исследуемая нагнетательная скважина и окружающие ее добывающие скважины. Последние находились от очаговой зоны нагнетания в радиусе от 135-165 м.

Первый участок расположен на северо-западной части залежи. По данным НГДУ добывающие скважины обводняются сточной водой. Плотность нагнетаемой воды составляет $1,131 \text{ г/см}^3$. Плотность воды в добывающих скважинах колеблется от $1,07$ до $1,14 \text{ г/см}^3$. Всего за период анализа было отобрано 4146 тыс. т жидкости, закачено 4938 тыс. т агента. Компенсация по данному участку составила 124 %. Реакция добывающих скважин на нагнетаемую воду в целом шла с опозданием.

Второй участок расположен на восточной части залежи. Динамика показателей скважин представлена на рисунке 1. Отбор за рассмотренный период составил 2481 тыс.т жидкости, закачено 497 тыс.т сточной воды плотностью $1,09 \text{ г/см}^3$. Плотность воды в окружающих скважинах колеблется от $1,15$ до $1,16 \text{ /см}^3$. Компенсация составила 49 %. Средняя обводненность в целом по участку 61 %. На данном участке влияния закачки воды на изучаемые добывающие скважины не установлено.

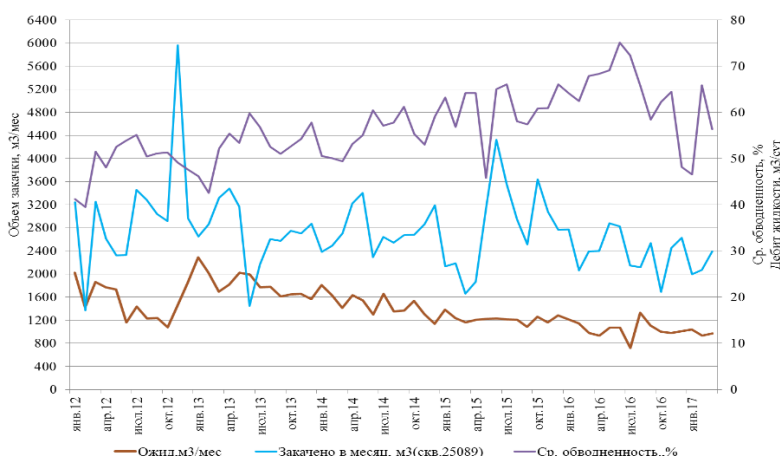


Рисунок 1. Динамика показателей окружающих скважин и нагнетаемой скважины восточного участка

Третий рассматриваемый участок расположен на юго-восточной части. По изученным данным связь с объемом добываемой жидкости с закачиваемым агентом также не наблюдается.

При исследовании было обнаружено, что более тесная связь добывающих скважин с объемом закачиваемой воды зафиксирована лишь в единичных скважинах. Данная связь отражалась в очевидной реакции изменения добычи объемов жидкости после закачки нагнетаемого агента, также в совпадении плотности нагнетаемой и добытой воды. Это может свидетельствовать о том, что происходит опережающее передвижение закачиваемой воды по развитым системам трещиноватости карбонатных

пород и оптимальном размещении стволов горизонтальных скважин в пласте.

Результаты исследования показали, что система очагового заводнения на данной залежи неэффективна. К негативным факторам следует отнести то, что повышение давления нагнетания приводит к вертикальному раскрытию трещин, которое предположительно и способствует уходу воды под залежь без совершения полезной работы по вытеснению нефти.

Та особенность карбонатных коллекторов, при которой на начальном и последующих этапах необходим различный объём закачиваемой воды, предполагает необходимость внедрения циклического заводнения на рассматриваемой залежи. Данная система заводнения эффективно применяется на соседней залежи № 221 турнейского яруса. Смена фильтрационных потоков и изменение градиента давления в дренируемой зоне позволят увеличить степень вытеснения нефти. Следовательно, необходимо использовать систему нестационарного заводнения на участках, где влияние трещиноватости минимальное, увеличить объём закачиваемой воды с целью повышения пластового давления.

Библиографический список

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

2. Мухаметшин, Р. З. Освоение залежей нефти в карбонатных коллекторах: этапы большого пути / Р. З. Мухаметшин // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: матер. Междунар. науч.-практ. конф. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – С. 96-100.

Научный руководитель: Мухаметшин Р.З., д.г.-м.н., профессор.

Выбор рациональной системы разработки ассельско-сакмарских отложений нижней перми на Ново-Сарутаюском месторождении

Валиуллина Ч. А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Константинов Д. С.

Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, г. Октябрьский

Залежь нефти Ново-Сарутаюского месторождения приурочена к ассельско-сакмарским отложениям нижней перми (P1a-s),

представленными серыми, светло-серыми известняками. В разрезе скважин выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы по данным ГИС с толщинами около 11 м. Размеры залежи, в среднем, составляют 10,75 x 7,5 - 5 км, высота - около 40 м. Соответственно принятой классификации залежь структурного типа массивная, водоплавающая. Положение ВНК принято на абсолютной глубине -2192 м.

На сегодняшний день геологическое строение Ново-Сарутаюского месторождения изучено по данным сейсморазведочных работ МОГТ 2D масштаба 1:50 000, МОГТ 3D масштаба 1:25 000 в объеме 230 кв.км, бурения 4 поисковых скважин. В скважинах проведены опробования в открытом стволе в процессе бурения и в эксплуатационной колонне после окончания бурения. Пласты ассельско-сакмарских продуктивных отложений (P1a-s) детально охарактеризованы по результатам исследований керна. По всем видам исследований залежь P1a-s характеризуется невысокими коллекторскими свойствами пород, но на отдельных образцах довольно хорошими. Средняя пористость пород на образцах керна составляет 2.9%, проницаемость - $4.06 \cdot 10^{-3}$ мкм². Результаты исследования керна, геофизические и гидродинамические исследования согласуются достаточно хорошо.

Таким образом, можно считать, что имеющейся исходной информации достаточно для проектирования разработки Ново-Сарутаюского месторождения.

При изучении геологического строения и нефтеносности месторождения была рассчитана разработка в трех вариантах, исходя из следующих принципов:

- эксплуатационным объектом является залежь P1a-s;
- во всех вариантах фонд скважин размещается согласно картам начальных нефтенасыщенных толщин с учетом текущих подвижных запасов;
- в основу расчетов технологических показателей систем разработки приняты запасы нефти: по категории C1 составляют 2616/1177 тыс.т. (геол/извлек), по категории C2 – 5077/2285 тыс.т. (геол/извлек);
- разработку залежи нефти ассельско-сакмарского яруса Ново-Сарутаюского месторождения предполагается вести с организацией площадной или однорядной системы.

Выбор проектной плотности сетки скважин определяется такими факторами, как обеспечение предельной величины конечного КИН и достижение достаточной экономической рентабельности варианта разработки. Для обоснования системы разработки рассматриваются различные по плотности сетки скважин. Варианты разработки залежи P1a-s, рассчитанные по общепринятой форме 8.1, приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1

Характеристика расчетных вариантов разработки залежь P1a-s

Характеристики	Варианты		
	1	2	3
Система воздействия	Площадная система расположения горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных нагнетательных скважин	Однорядная система расположения горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных нагнетательных скважин	
Расстояние между скважинами, м	500	В однорядной между рядами - 495, между скважинами в ряду - 990	
Проектная ПСС, га/скв	49	25	
Фонд скважин для бурения, всего	56	62	76
-из них добывающие/нагнетательные	39/17	39/29	42/34
Проектный фонд, всего	60	66	80
-из них добывающие/нагнетательные	39/21	39/33	42/38
-боковые стволы	-	5	5
ПСР, годы	79	70	70
КИН на конец ПСР, д.ед	0,214	0,259	0,264
Накопленная добыча нефти за ПСР, тыс.т	1342,5	1607,5	1736,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1701	1966	2095
Обводненность на конец ПСР, %	89,7	97,9	97,7
Накопленная добыча жидкости за ПСР, тыс.т	3565	3830	3958

Согласно расчетам, максимальный КИН 0, 264 достигается в варианте 3 при разбуривании залежи по ПСС 25 га/скв с реализацией однорядной системы расположения скважин. Предполагается бурение 34 нагнетательных, 42 добывающих скважин, зарезка в пяти скважинах.

В варианте 2 предусматривается однорядная система расположения скважин с ПСС 25 га/скв. Предполагается бурение 29 нагнетательных, 39 добывающих скважин, зарезка в пяти скважинах (рисунок 1).

Вариант 1 предусматривает площадную систему расположения скважин с уплотнением сетки скважин до 49 га/скв. Предполагается бурение 17 нагнетательных, 39 добывающих скважин, зарезка в скважинах не предполагается.

Рекомендуемым вариантом предлагается разработка под номером 2. При расчетах экономической эффективности основным показателем использован чистый дисконтированный доход. Этот вариант обеспечивает достижение наибольшего КИН с учетом экономических показателей.

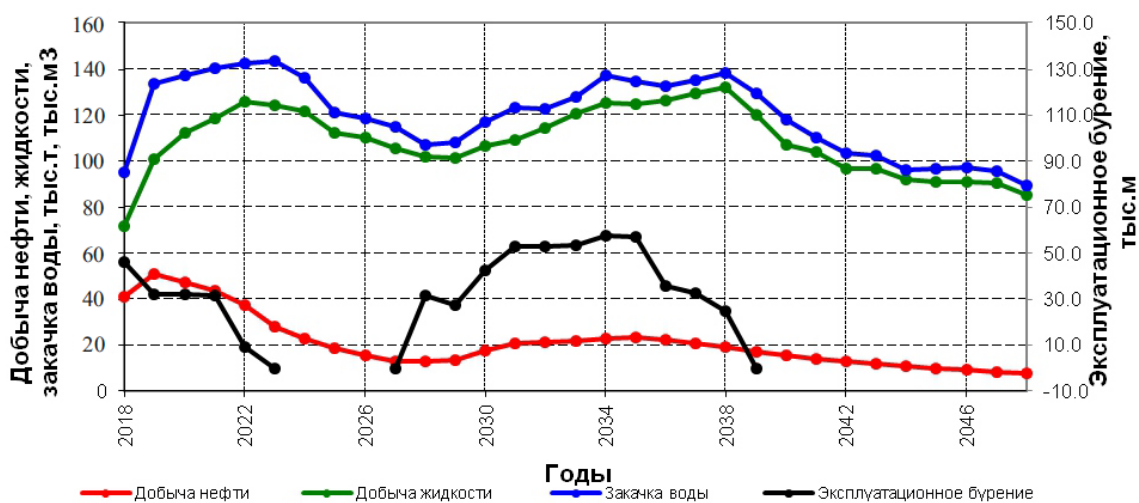


Рисунок 1. Основные проектные технологические показатели рекомендуемого варианта разработки

Библиографический список

1. Муслимов, Р. Х. Методическое пособие по расчету технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений и эффективности геолого-технических мероприятий / Р. Х. Муслимов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 144 с.

Научный руководитель: Успенский Б. В., д.г.-м.н., профессор.

Анализ нефтегазоносности Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Газдиев А.И., Остапенко А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разрез Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется большим этажом нефтегазоносности. К кровле покурской свиты верхнего мела приурочена уникальная газовая залежь высотой до 250 м, залегающая в интервале глубин 930 - 1250 м. Неокомская часть разреза нижнего мела обладает также значительным этажом нефтегазоносности в диапазоне глубин 2550 - 3100 м. Относительно небольшие газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам ПК₁₈ - ПК₂₁, АУ₉₋₁₀ и БУ₁₋₅ (глубины 1750 - 2550 м) локализуются в пределах осложняющих месторождение структурных зон Северного и Южного куполов.

Основные продуктивные пласты неокома (БУ₈ - БУ₁₄) залегают в интервале глубин 2600 - 3100 м и к ним приурочены газоконденсатные залежи большой высоты, основные из которых имеют нефтяные оторочки кольцевого и полукольцевого типа или смещенные на восточное крыло структуры.

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах рассматриваемой территории является ачимовская толща нижнего мела.

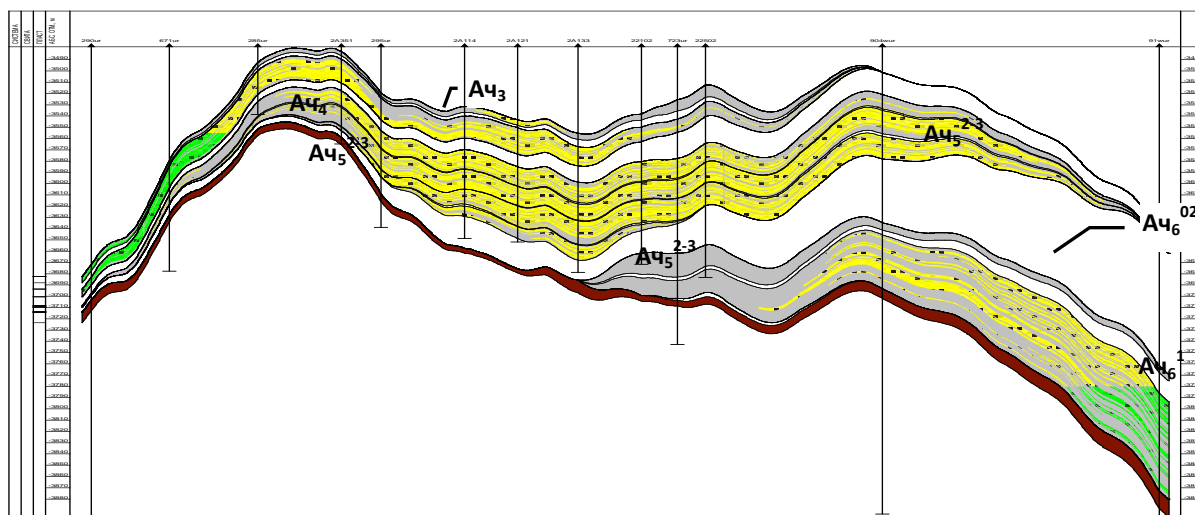


Рисунок 1 – Геологический разрез пластов Ач₃ – Ач₅

Поле газоносности ачимовского пласта Ач₅, которое можно наблюдать на графике (рисунке 1) лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

Поле газоносности пласта Ач₄ совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋₁₁ в пределах западной части ЦПЗ, однако основной объем резервуара пласта Ач₄ располагается севернее и северо-восточнее ЦПЗ.

Газовая залежь сеномана в плане перекрывает западную часть залежи пласта Ач₅ и почти полностью - поле распространения коллекторов пласта Ач₄, за исключением восточного склона Северного купола.

Между основными неокомскими пластами БУ₈ - БУ₁₄ и ачимовскими пластами в разрезе нижнемеловых отложений рассматриваемой территории выявлены залежи УВ в горизонтах БУ₁₆ и БУ₁₈ и пластах БУ₁₇ и БУ₁₉, приуроченные к восточному склону Уренгойского вала.

Анализ газодинамических исследований показал, что в пределах единого горизонта Ач₃₋₄, выделяются две крупные зоны, характеризующиеся различным уровнем начального пластового давления: северная зона характеризуется начальным пластовым давлением в пределах 590-610 бар (602-622 кгс/см²), южная — 530-550 бар (540,5-561 кгс/см²). Приведенный ниже анализ строения горизонта Ач₃₋₄ выявил причину разного уровня давления и установил наличие выдержанного глинистого раздела между двумя зонами.

В структурном отношении нефтегазоносность горизонта Ач₄ приурочена в целом к центральной части Центрально-Уренгойского вала, восточному и северо-восточному, а также частично западному погружению последнего (Есетинская, Восточно-Уренгойская площади). Общая выявленная площадь нефтегазоносности его составляет более 1000 км².

Песчаное тело горизонта Ач₄ по данным сейсморазведочных работ распространяется в северном направлении до наиболее северной в пределах восточного склона Уренгоя скважины 756 и оконтуривание его еще не закончено. Размеры газоконденсатной залежи в пределах изученной глубоким бурением территории в целом составляет 112 x 30 км, высота до 290 м. Размеры предполагаемой нефтяной оторочки 14 x 4 км, высота более 84 м. Залежи УВ являются литологически экранированными с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Коэффициент аномальности составляет 1.7-1.8.

Горизонт Ач₅ также относится к числу основных эксплуатационных объектов второго опытного участка. Поле газоносности его несколько смещено к востоку по сравнению с Ач₄ и в структурном отношении приурочено к центральной части, восточному и северо-восточному погружениям Центрально-Уренгойского вала, а также захватывает на востоке Восточно-Уренгойское, Есетинское и Северо-Есетинское л.п. Общая площадь газоносности пласта составляет более 1280 км².

Наиболее низкая отметка подошвы продуктивного коллектора горизонта Ач₅ отмечена в скв. 725 на уровне минус 3777 м.

Максимальные эффективные газонасыщенные толщины достигают 52.4 м. Пластовое давление по замерам изменяется в пределах 49.2 - 63.0 МПа, пластовая температура — 101 - 114 °С, что несколько выше, чем по горизонту Ач₄. Размеры залежи в целом для горизонта составляют 80 x (12 - 36) км, высота около 300 м. Тип залежи — литологически экранированный.

На стадии детальной корреляции в пределах основных продуктивных горизонтов Ач₄ и Ач₅ выделены несколько линзовидных продуктивных пластов, разделенных между собой низкоомными глинистыми пачками. Геометрия этих тел (форма тел, взаимная пространственная ориентировка и закономерности изменения общих и эффективных толщин) указывает на их турбидитное происхождение. Глинистые разделы, отделяющие отдельные пласты-линзы друг от друга, разнообразны по экранирующим свойствам.

Коллекторами ачимовских отложений являются песчаники с широким спектром сортировки зерен скелета и алевролиты, имеющие также широкий диапазон гранулометрической вариации.

Коэффициент открытой пористости горизонта Ач₅ не превышает 20 %. В пластах группы Ач₄ максимальное значение его выше и достигает 23 %.

Средневзвешенное значение пористости по горизонту Ач₄ для всего месторождения составляет 16.6%, для второго участка –17.0%, проницаемости, соответственно, 1.19 и 1.37 мД. Налицо более высокие значения параметров второго участка, что объясняется вкладом пласта Ач₄¹ с наиболее высокими ФЕС среди других ачимовских пластов. Аналогично для горизонта Ач₅ средневзвешенное значение пористости составляет, соответственно, 15.5 и 15.5, проницаемости – 0.76 и 0.68 мД. Таким образом, фильтрационно-емкостные параметры горизонта Ач₅ на втором участке не отличаются от таковых по всей площади распространения горизонта.

Основными продуктивными комплексами в пределах второго опытного участка являются горизонты Ач₄ и Ач₅, в составе которых выделяются отдельные пласты-линзы Ач₄⁰, Ач₄¹, Ач₅⁰, Ач₅¹ и Ач₅². Общая толщина отдельных пластов в разрезе конкретных скважин зависит от их местоположения относительно депоцентров выноса осадочного материала к подножью глубоководного шельфа.

Библиографический список

1. Лебенкова, И. В. Исследование растворимости метанола в углеводородном конденсате Ямбургского месторождения / И. В. Лебенкова, В. А. Истомина // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: Науч. – тех. сб. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – № 5-6. - С. 14 - 24.

2. Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. - Москва: Недра, 1999. – 596 с.

Анализ показателей работы фонда скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

Газдиев А.И., Остапенко А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализ показателя работы скважин проводился на основании ежесуточных сводок о технологических параметрах эксплуатации, ежемесячных эксплуатационных рапортов, актов о проведении исследовательских работ, выполнении ГТМ.

Технологический режим работы скважин устанавливается исходя из необходимости обеспечения суммарной добычи газа по участку согласно объемам, предусмотренным действующим проектным документом. На графике (рисунок 1) показана динамика количества действующих скважин ГКП-22, их средних устьевых давлений и дебитов пластового газа за период 2011-2016 гг.

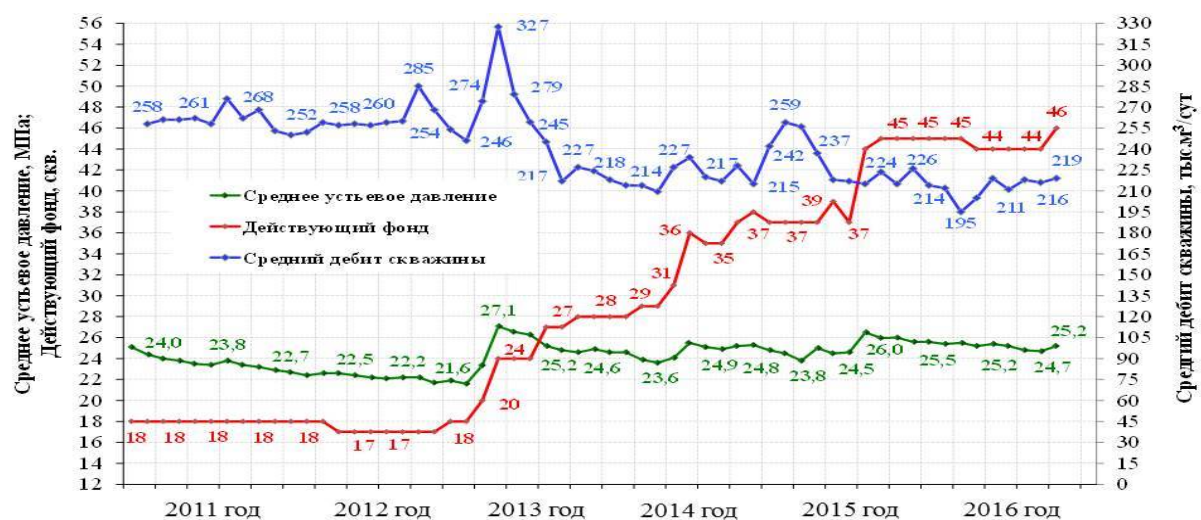


Рисунок 1 - Динамика средних значений устьевых давлений и дебита пластового газа скважин ГКП-22 в 2011-2016 гг.

Результаты исследования скважин на газоконденсатную характеристику показывают зависимость состава добываемого пластового газа от режима эксплуатации скважин - с увеличением депрессии на пласт содержание конденсата C_{5+B} в продукции снижается. Таким образом, фильтрационно-емкостные свойства вскрытых коллекторов влияют не только на параметры и продуктивность скважин, но и на содержание конденсата C_{5+B} в добываемом пластовом газе.

Промышленная эксплуатация ачимовских скважин 2А участка с параметрами близкими к проекту возможна только после проведения в скважинах ГРП. Наиболее интенсивно устьевое давление и дебит пластового газа скважин снижаются сразу после запуска их в работу, что обусловлено

падением забойного и пластового давлений в зоне дренирования скважин, формированием депрессионной зоны и динамического фазового равновесия в призабойной зоне пласта. Кроме того, в зоне дренирования скважин происходит скопление жидкой фазы (ретроградного конденсата), из-за чего фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта и продуктивность скважин снижаются. Относительная стабилизация режимов работы скважин, введенных в эксплуатацию на ГКП-22, происходит в течение 1-2 месяцев их эксплуатации. В дальнейшем режимы работы скважин регулируются и поддерживаются устьевыми штуцерами «Моквелд» в соответствии с заданным технологическим режимом для выполнения плановых уровней добычи.

При формировании технологического режима эксплуатации скважин ГКП-22 основными ограничениями являются депрессия на пласт, обеспечение скорости выноса жидкой фазы и предупреждение парафиногидратообразований. Основное ограничение для предотвращения дополнительных потерь конденсата в пласте - депрессия на пласт. Результаты исследования скважин показывают, что эксплуатация скважин с депрессией на пласт более 35% неизбежно приводит к значительному снижению конденсатоотдачи.

На следующем графике (рисунок 2) представлено сопоставление средних значений устьевого давления и дебита скважин ГКП-22 и ГКП-31.

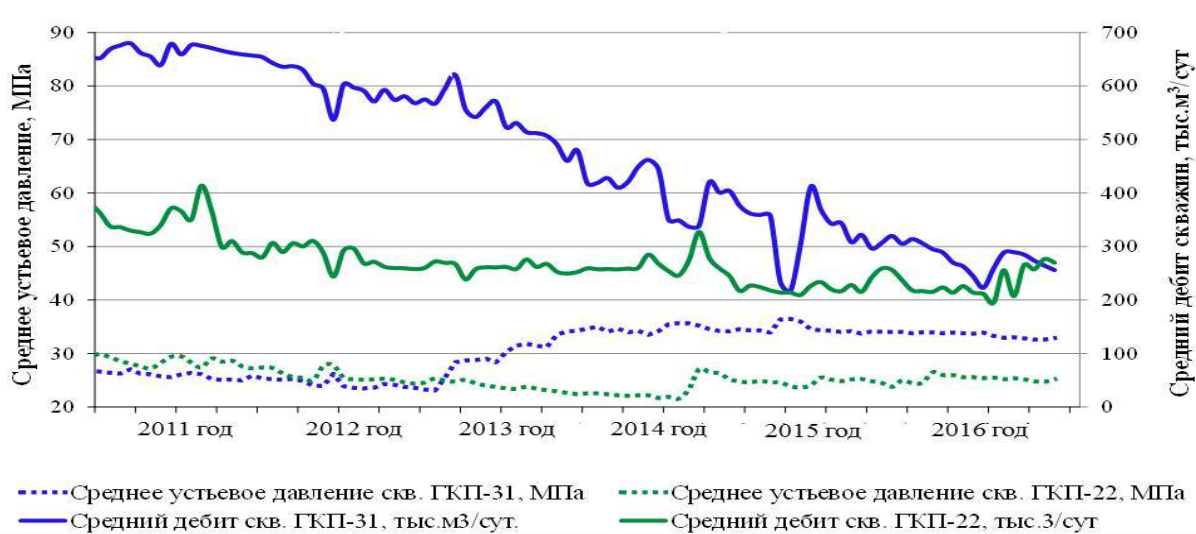


Рисунок 2 - Сопоставление средних значений устьевого давления и дебита скважин ГКП-22 и ГКП-31

Добычные возможности скважин ГКП-31 значительно выше скважин ГКП-22, что обусловлено различными геологическими условиями в пределах 1А и 2А лицензионных участков, прежде всего, лучшей проницаемостью коллекторов ачимовской толщи 1А участка. В 2016 г. устьевое давление скважин ГКП-31 в среднем на 8 МПа выше среднего устьевого давления скважин ГКП-22.

Основные выводы:

1. Эксплуатационный фонд ГКП-22 составляет 47 скважин, из них 9 скважин введены в работу в 2016 г. и 2 скважины в 2017 г. На 01.12.2017 в работе 46 скважин. Скважина № 2132 в КРС.

2. Не достижение проектных показателей по добыче газа и конденсата в 2016 г. обусловлено, прежде всего, выполнением плановых показателей по уровню добычи. Кроме того, наблюдается отставание ввода скважин в эксплуатацию от проектного графика и не подтверждение проектного среднего дебита скважин при соблюдении проектной депрессии на пласт.

3. Для предотвращения увеличения темпов падения устьевых давлений, удельного выхода конденсата, а также преждевременного снижения продуктивности скважин рекомендуется:

- не устанавливать режим постоянного дебита при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже 40 МПа;
- минимизировать резкие изменения режимов эксплуатации скважин.

Библиографический список

1. Способ повышения эффективности использования метанола при обработке конденсатосодержащих газов / Бурмистров А. Г. [и др.] // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке. Материалы отраслевой научно-практической конференции (пос. Ямбург, 7-10 июня 2004 г.). – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 368 - 375.

2. Лебенкова, И. В.. Исследование растворимости метанола в углеводородном конденсате Ямбургского месторождения / И. В. Лебенкова, В. А. Истомина // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: Науч. – тех. сб. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – № 5-6. - С. 14 - 24.

3. Пат. 2599157 РФ, Способ подготовки углеводородного газа к транспорту / Мазанов С. В., Корякин А. Ю., Кабанов О. П., Гильмутдинов И. И., Фролов А. А.; заявл. 04.06.2015; опубл. 10.10.2016.

Анализ работы сбора и подготовки углеводородного сырья на Уренгойском месторождении

Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Уренгойское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Лицензия на осуществление разработки Уренгойского лицензионного участка выдана

ООО «Газпром добыча Уренгой» сроком до 31.12.2027 (СЛХ № 02080 НЭ от 21.05.2008).

Ачимовские отложения Уренгойского месторождения в пределах эксплуатационного участка 2А (Уренгойский лицензионный участок) введены в опытно-промышленную эксплуатацию в 2009 г. По состоянию на 01.01.2018з на государственном балансе в целом по Уренгойскому л.у. числятся начальные запасы газа, конденсата, нефти и растворенного газа, утвержденные ГКЗ Роснедра (Протокол Роснедра № 03-18/361-пр от 31.07.2017). Действующим проектным документом является Дополнение к Единой технологической схеме разработки (протокол ЗС Нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС № 06-15 от 18.08.2015). Действующим проектным документом была предусмотрена реализация замедленного относительно ЕТСР темпа ввода скважин до 2018 г., более 50 % эксплуатационного фонда вводится в период с 2018 по 2022 гг. Максимальный проектный годовой отбор пластового газа достигает 9,5 млрд. м³. При реализации запланированного темпа ввода скважин в эксплуатацию, обеспечение уровня постоянной добычи планировалось осуществить в 2021 г. При этом максимальный годовой объем товарной продукции, получаемой на промысле методом низкотемпературной сепарации, должен составить: газа сепарации – 8,4 млрд. м³, нестабильного конденсата – 3,4 млн. т.

Добыча углеводородов из ачимовских отложений осложнена низкими значениями ФЭС пластов, аномально высокими величинами начальных пластовых давлений и температур, составляющих, соответственно, 61 МПа и 113 °С. Вследствие территориального разделения продуктивных отложений единого гидродинамического резервуара на несколько лицензионных участков, принадлежащих различным недропользователям актуальным является вопрос сохранения минимальных величин внутрипластовых перетоков между соседними участками в результате разновременного ввода их в разработку.

Сопоставление проектных показателей с фактической добычей на участке 2А показало, что на 01.10.2018 наблюдается расхождение фактических и проектных показателей разработки участка 2А. Причиной этого расхождения является, как говорилось ранее, ограничение объема приемки продукции (НК) на заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ). К концу года, оценочно, отставание будет составлять 2 944 млн. м³ (минус 15,39 % от проекта) по добыче газа сепарации и 774 тыс. т (минус 8,89 % от проекта) по добыче нестабильного конденсата.

Накопленный отбор газа по участку 2А составляет 14 540 млн. м³, из которого 3 611 млн. м³ приходится на пласт Ач₃₋₄, что составляет 24,8 % от общей выработки, 10 929 млн. м³ (75,2 %) – на пласт Ач₅²⁻³. Накопленный отбор газа по всему участку 2А составил 3,2 % от начальных извлекаемых запасов газа и 9,8 % по конденсату.

Система промышленного сбора газа предназначена для сбора и транспорта пластовой смеси от существующих кустов скважин № 2А06, № 2А07, № 2А08, № 2А09, № 2А11, № 2А12, № 2А13, № 2А14, № 2А15, № 2А18, № 2А31, № 2А32, № 2А35, № 2А39 до установки комплексной подготовки газа (УКПГ-22). Участок 2А Уренгойского месторождения охарактеризован лучевой схемой сбора газа, при которой газ от кустов по 14 подземным шлейфам подается на УКПГ. Между кустами 2А07 и 2А09, 2А12 и 2А13 в работе находятся перемычки.

Подготовка газа на УКПГ-22 осуществляется по схеме низкотемпературной сепарации (НТС). Минимальная температура на уровне от минус 25 °С до минус 30 °С в технологии достигается за счет эффекта Джоуля-Томпсона на блоке эжекторов. Продуктами установки являются подготовленный газ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010, а также нестабильный конденсат, соответствующий требованиям СТО Газпром 5.11-2008. В состав установки входят три технологических нитки – в настоящее время одновременно эксплуатируется одна из них, и две находятся в резерве. Установка была запущена в эксплуатацию в 2010 г.

В настоящее время на месторождении эксплуатируется 14 кустов, включающих 49 скважин.

Для защиты шлейфов от гидратообразования в пусковой период предусмотрена подача метанола на кусты скважин по метанолопроводам диаметром 57 мм под давлением 20 МПа. Предусмотрена подземная прокладка газосборных сетей с минимальной глубиной заложения 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

Для анализа гидравлического состояния существующей газосборной сети участка 2А Уренгойского НГКМ были проведены расчеты модели в системе технологического моделирования *Pipesim*. В качестве исходной информации (давления, температуры, расходы транспортируемого флюида) были использованы данные из суточных сводок по кустам УКПГ-22 Уренгойского НГКМ за период с января по сентябрь 2018 г.

По результатам можно сделать следующие выводы:

1) По всем шлейфам промысла фактическая температура газа как на входе в шлейф, так и на входе в УКПГ превышала температуру гидратообразования в течение всего рассматриваемого периода, что позволяет сделать вывод о безгидратном режиме эксплуатации ГСС. Наиболее близко к гидратному режиму эксплуатировались шлейфы кустов 2А6, 2А12, 2А13 на участках входа в УКПГ в 1 кв. 2018: температура газа превышала температуру гидратообразования на 2 °С.

2) Расчетная температура начала кристаллизации парафинов, рассчитанная в начальных и конечных точках всех шлейфов, превышает соответствующие фактические значения температуры, что говорит об

эксплуатации трубопроводов в условиях, при которых возможно отложение парафинов.

3) Скорость движения флюида по большинству шлейфов превышает минимальную критическую скорость, требуемую для выноса жидкости, что в свою очередь должно препятствовать отложению парафинов на стенках трубопроводов. В качестве потенциально проблемных участков необходимо выделить шлейфы кустов 2А12, 2А13, где скорость потока газа в течение всего рассматриваемого периода была ниже критической скорости, а также шлейфы кустов 2А8, 2А11, 2А31, 2А32, где отмечено наименьшее превышение критической скорости. Таким образом, в указанных шлейфах имеется наибольшая вероятность парафиноотложения.

Библиографический список

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений по освоению лицензионного участка ООО «Газпром добыча Уренгой» 2А Единой технологической схемы разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения: Отчет об оказании услуг / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Нестеренко А. Н. – Тюмень, 2017.

2. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (в пределах лицензионных участков АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»): Отчет о НИР / ООО «ТННЦ». – Тюмень, 2015.

3. Оперативный пересчет запасов газа, конденсата и нефти ачимовских отложений Уренгойского л.у. Уренгойского НГКМ: Отчет ОГИН / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2016.

Физико-химическая характеристика газа и конденсата

Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Газдиев А.И., Остапенко А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Комплекс параметров, характеризующих физико-химические свойства пластового флюида, включает данные по компонентному составу, удельному массовому содержанию жидкой фазы и параметрам его термодинамической характеристики. В связи с двухфазным состоянием пластовых углеводородных систем при стандартных условиях, физико-химическую характеристику пластового флюида определяют по результатам изучения

физико-химических свойств газовой и жидкой фаз продукции скважин, отбираемых в процессе промысловых исследований. Достоверность определения свойств пластового флюида зависит от степени соответствия состава продукции скважин составу пластовой смеси.

По данным проведенных исследований содержание насыщенного конденсата в продукции скважин, вскрывших залежь Ач₅, изменялось от 994 до 391 см³/м³, а содержание стабильного конденсата - от 744 до 290 см³/м³.

Анализ состава проб, отобранных при испытании залежи Ач₅, показывает, что основное их различие заключается в содержании метана и компонентов фракции С_{5+в}. Содержание метана в пробах изменяется от 79.3 до 83.7 % мольных.; содержание компонентов фракции С_{5+в} - от 9.19 до 4.57 % мольных.

Содержание компонентов фракции С₂-С₄ изменяется от 8.41 до 14.12 % мольных, при этом в большинстве проб их содержание изменяется в интервале 13-14 %. Углекислого газа содержится от 0.38 до 1.46 % мольных с неявно выраженной тенденцией увеличения содержания углекислого газа с увеличением глубины залегания. Содержание азота в пробах изменяется от 0.1 до 0.5 % мольных.

Основное различие состава проб, отобранных из залежи Ач₄, также заключается в содержании метана и конденсатообразующих компонентов. Содержание метана изменяется от 73.93 до 82.52%, а компонентов фракции С_{5+в} — от 5.44 до 8.41 % мольных. Содержание компонентов фракции С₂-С₄ изменяется от 12.04 до 17.21 % мольных. Объем углекислого газа и азота в пробах составляет, соответственно, от 0.4 до 1.1 и от 0.13 до 0.23 % мольных, при этом имеется тенденция увеличения содержания углекислого газа с глубиной.

Сопоставление состава проб из залежей пластов Ач₅ и Ач₄ показывает, что содержание в них метана и компонентов фракции С_{5+в} изменяется, практически, в одинаковых диапазонах. Практическая идентичность состава пластовых систем залежей Ач₅ и Ач₄ свидетельствует о возможности единого источника их образования, а имеющиеся различия обусловлены различиями горно-геологических условий существования.

Исследования физических и химических свойств углеводородной жидкости включали экспериментальное определение плотности, молекулярной массы, реологических и температурных свойств, фракционного и группового углеводородного состава, кислотности, а также содержания серы, парафинов, асфальтенов.

В целом, свойства пластовой углеводородной смеси залежи Ач₄ в пределах анализируемого участка охарактеризованы данными исследования 12 проб из 4 скважин. Свойства пластовой углеводородной смеси залежи Ач₅ в пределах данного участка охарактеризованы данными исследований 17 проб из 6 скважин. Из результатов проб следует,

что параметры, характеризующие свойства исследованных проб, изменяются в очень широких пределах.

Плотность конденсата из залежи Ач₄ изменяется от 773.4 до 804.4 кг/м³, молекулярная масса изменяется от 122 до 138 кг/кмоль, вязкость при 20 °С - 1.618 -2.341 сСт. При 0 °С большинство проб теряет текучесть и наблюдается выделение парафинов в твердую фазу. Температура начала кристаллизации и температура застывания изменяются, соответственно, от 12 до 29 °С и от минус 9 до 8 °С. Температура начала кипения составляет 43-87 °С. Содержание серы и парафинов изменяется, соответственно, от 0.027 до 0.038 и от 4 до 5.33 % масс.

В процессе исследования содержание углеводородов по группам определялось во фракции, высококипящей до 300°С. Ароматических углеводородов содержится от 12.3 до 20.4 % масс.; нафтеновых - от 29.9 до 64.6 % масс.; метановых – от 23.2 до 63.4 % масс. Согласно результатов свойства проб из залежи пласта Ач₅ изменяются в аналогичных пределах.

Плотность конденсата составляет от 779.5 до 800.2 кг/м³, молекулярная масса от 133 до 145 кг/кмоль. Вязкость при 20 °С составляет 1.576 - 2.072 сСт, при 0 °С большинство проб конденсата теряет текучесть и парафины выделяются в твердую фазу. Температура начала кипения проб изменяется от 35 до 49 °С, температура начала кристаллизации от 4 до 31 °С и температура застывания от минус 1 до минус 5 °С. Содержание серы изменяется от 0.021 до 0.028 % масс., содержание парафинов от 3.5 до 7.05 % масс. и содержание асфальтенов от 0.005 до 0.2 % масс. Во фракции, выкипающей от 300 °С, содержание ароматических углеводородов составляет от 6.9 до 13.8 % масс.; содержание нафтеновых — от 50.0 до 65.5 % масс.; содержание метановых - от 27.7 до 39.8 % масс.

Анализ результатов исследования физико-химических свойств жидкой фазы продукции скважин по залежам показывает, что исследуемые углеводородные системы относятся к системам ретроградного типа, все свойства которых изменяются в одинаковом диапазоне. Фактическая идентичность свойств, возможно, является следствием единства источника и условий формирования систем. Практикой исследований установлено, что на изменение свойств добываемых углеводородных смесей ретроградного типа оказывают влияние горно-геологические и термобарические условия существования пластовых систем, а также факторы техногенного происхождения. Факторный анализ показывает, что совместное влияние перечисленных факторов на свойства добываемой продукции может иметь различный и даже диаметрально противоположный характер.

Так, с увеличением глубины залегания исследуемого объекта и, соответственно, давления и температуры, согласно гравитационному закону, плотность, молекулярная масса и фракционный состав высококипящих компонентов будут возрастать. Эти же свойства

добываемой продукции при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления начала конденсации будут уменьшаться по мере снижения забойного давления. Из проведенного анализа следует, что при исследовании двух объектов, существующих при различных термобарических условиях, с учетом влияния только этих факторов, возможно получить одинаковую по своим свойствам продукцию.

Библиографический список

1. Лебенкова, И. В. Исследование растворимости метанола в углеводородном конденсате Ямбургского месторождения / И. В. Лебенкова, В. А. Истомин // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: Науч. – тех. сб. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – № 5-6. – С. 14-24.

2. Бабичевская, А. М. Сырьевая база и ее влияние на качество выпускаемых нефтепродуктов / А. М. Бабичевская, И. Н. Дияров, И. И. Дияров // Нефтепереработка и нефтехимия. - Москва, 2009. - № 4. - С. 41-47.

Эффективность модернизированного УКПГ-22 применяемого на Уренгойском месторождении

Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В декабре 2017 года была произведена модернизация входного сепаратора С-1.2 и колонны-десорбера К-1.2 на т.н. №2 УКПГ-22 силами ООО ИВЦ «ИНЖЕХИМ». Для определения эффективности работы модернизированных аппаратов специалистами ИТЦ в январе 2018 года, согласно «Программе испытаний и исследований работы оборудования УКПГ-22, модернизированного ООО ИВЦ «ИНЖЕХИМ», утв. главным инженером ООО «Газпром добыча Уренгой» Д.В. Дикамовым от 15.12.2017г. были проведены промысловые исследования.

По итогам испытаний выявлено:

1. Испытания модернизированных аппаратов С-1.2 и К-1.2 в части сепарационной эффективности показали неудовлетворительные результаты. При расходах свыше 5 млн.м³/сут наблюдаются повышенные капельные уносы жидкости, превышающие заявленные в техническом задании. При этом отмечается, что при расходе 6,5 млн.м³/сут эффективность С-1.2 составила 99 %, что соответствует требованию СТО Газпром 2-2.1-588 «Типовые требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа», эффективность К-1.2 составила 21,9 % что не соответствует требованию СТО Газпром 2-2.1-588.

2. В части массообменных свойств колонны-десорбера К-1.2 результаты удовлетворительные. Наблюдается уменьшение концентрации

метанола в кубовой части ниже заявленной 4 % масс. и соответственно улучшение качества отдувки метанола. В результате модернизации эффективность процесса отдувки в колонне К-1.2 повысилась на 25-30 %, что позволило снизить потребность в метаноле по т.н. №2 на 25 %.

На основании полученных результатов специалистами ООО ИВЦ «ИНЖЕХИМ» в апреле 2018 года была проведена доработка внутренних элементов аппаратов. С целью увеличения скорости прохождения потока через оставшиеся элементы и, соответственно, увеличения центробежной силы при сепарации жидкой фазы были заглушены по 14 сепарационных элементов во входном сепараторе С-1.2 и десорбере метанола К-1.2.

Согласно решения протокола заседания НТС ООО «Газпром добыча Уренгой» секции «Добыча и подготовка жидких углеводородов» от 15.03.2018 было решено провести дополнительные испытания для оценки эффективности работы оборудования УКПГ-22 после доработок внутренних элементов аппаратов. Дополнительные испытания проводились с 16.04.18 по 20.04.18 и включали в себя замер уносов жидкости с входного сепаратора С-1.2 и десорбера метанола К-1.2 на второй технологической нитке УКПГ-22.

Цель проведенных испытаний заключается в оценке эффективности работы аппаратов С-1.2 и К-1.2 после внесенных изменений, сравнение полученных величин уносов капельной жидкости с заявленными.

Испытания проходили при 3 режимах работы технологической нитки (при производительности по сухому газу: 180, 210, 235 тыс.м³/час). Исследования проводились с использованием следующего оборудования для определения количества капельных уносов жидкости:

- Измеритель уноса ИСДФ-3 (ИВЦ «ИНЖЕХИМ», г. Казань);
- Измеритель уноса ГПР-420 (ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»).

Результаты замеров представлены ниже в виде сводной таблицы 1.

По результатам, представленным в таблице 1 видно, что при повышенной загрузке уносы капельной жидкости, замеренные как представителями ИВЦ «ИНЖЕХИМ», так и специалистами ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» не соответствуют заявленным требованиям на оба аппарата (согласно требованиям, уносы после С-1.2 не должны превышать 0,05 г/м³, после К-1.2 – 0,005 г/м³).

Необходимо отметить, что уносы капельной жидкости, замеренные в январе 2018 года, так же не соответствовали заявленным требованиям (подробно описано в Отчете Испытания оборудования УКПГ-22, модернизированного силами ООО ИВЦ «ИНЖЕХИМ»). Значения уносов полученных в январе и в апреле 2018 года сопоставимы и увеличиваются с возрастанием загрузки технологической нитки до 6,5 млн. м³/сут. Эффективность сепарации для входного сепаратора составила 99%.

Можно утверждать, что доработка сепарационных элементов не дала ожидаемого положительного результата.

Таблица 1

Результаты замеров уносов капельной жидкости с аппаратов С-1.2 и К-1.2 на различных режимах работы технологической нитки №2

Режим	Производительность нитки по газу, тыс.м ³ /час	Дата замера	Показатели уносов согласно паспортов на аппараты до модернизации, г/м ³		Уносы согласно прибора ГПР-420 (ИТЦ), г/м ³		Уносы согласно прибора ИСДФ-3 ("Инжехим"), г/м ³	
			После С-1.2	После К-1.2	После С-1.2	После К-1.2	После С-1.2	После К-1.2
1	180	20.04.18	0,05	0,005	0,26	0,08	0,02	0,02
		16.04.18			0,95	0,52	н. д.	н. д.
2	210	17.04.18			1,20	0,65	0,03	н. д.
3	235	18.04.18	0,05	0,005	0,69	0,63	н. д.	0,10
		19.04.18			0,96	0,63	0,18	0,13

Заявленные показатели по уносам капельной жидкости с аппаратов С-1.2 и К-1.2 после доработки не были достигнуты ни на одном из режимов работы технологической нитки. Согласно данным, полученными прибором ГПР-420, величина уносов после внесения последних изменений в конструкцию аппаратов не уменьшилась (после С-1.2 составила от 0,26 до 1,2 г/м³, после К-1.2 – от 0,08 до 0,65 г/м³). Полученные значения являются выше как заявленных показателей, так и показателей уносов, в соответствии с паспортами на аппараты до модернизации. Согласно данным, полученными прибором ИСДФ-3, величина уносов лежит в диапазоне от 0,02 до 0,18 г/м³ (после С-1.2) и от 0,02 до 0,13 г/м³ (после К-1.2). Здесь также отмечаются превышения (кроме показателей уносов с С-1.2 согласно паспорта на аппарат до модернизации на 1-ом и 2-ом режимах работы нитки).

С ростом производительности технологической нитки до 210 тыс.м³/час увеличиваются и уносы капельной фазы. При дальнейшем росте производительности нитки по газу полученные данные противоречивы и нельзя сделать однозначные выводы. По данным прибора ИСДФ-3 величина уносов после сепаратора С-1.2 при расходах свыше 210 тыс.м³/час резко увеличивается, кривая уносов после десорбера К-1.2 отличается более равномерным ростом. По данным прибора ГПР-420 при увеличении расхода газа по нитке наблюдается увеличение капельных уносов.

Необходимо отметить, что повышенные уносы после С-1.2 и К-1.2 не оказывают негативного влияния на эффективность работы установки

низкотемпературной сепарации в целом, капельные уносы после С-3.2 превышают паспортные значения 0,02 г/м³.

Библиографический список

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений по освоению лицензионного участка ООО «Газпром добыча Уренгой» 2А Единой технологической схемы разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения: Отчет об оказании услуг / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2017.

2. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (в пределах лицензионных участков АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»): Отчет о НИР / ООО «ТННЦ». – Тюмень, 2015.

Подход к разработке запасов легкой нефти

Баженовской и Тюменской свит

Дубинич В. Н.¹, Антонов С. В.², Бакулин Д.А.²

1 - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва

2- Сколковский институт науки и технологии

В условиях высокотемпературной Тюменской свиты продукт внутрипластовой трансформации воздуха и ПНГ близки по нефтевытесняющим свойствам. Предложено при разработке запасов нефти Тюменской и Баженовской свит, получать продукт внутрипластовой трансформации воздуха в инертный газовый агент при окислении твердого органического вещества Баженовской свиты (а не нефти). При этом из-за неравномерного нагрева породы Баженовской свиты в ней будет создана искусственная пористость.

В данной работе рассматривается поиск новых путей добычи нефти из сланцевых и низкопроницаемых коллекторов, на примере коллекторов Баженовской и Тюменской свит. Современные подходы к разработке запасов Тюменской свиты основываются на бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин; многократный ГРП (МГРП) с учетом направления стрессов в пласте и схем заводнения с высокими давлениями нагнетания. Но проектные решения предлагают низкий КИН (около 10-30 %, в среднем 20%). Но достигнуть такого КИН не удастся из-за быстрого обводнения скважин после ГРП (МГРП), а также по экономическим соображениям. Перспективным является применение смешивающихся газовых методов добычи нефти.

Применение смешивающегося вытеснения позволяет уменьшить или устранить капиллярные силы и сопротивление течению нефти и флюидов. Воздух в высокотемпературных пластах в результате внутрипластовой трансформации (окислительных процессов) может быстро превратиться в инертный флюид, состоящий в основном из азота, углекислоты и легких испарившихся углеводородов. Окисление нефти ведет к ее потерям, однако, если проводить окислительный процесс в Баженовской свите, то основным окисляющимся субстратом является твердое органическое вещество (ТОВ, кероген).

В условиях Тюменской свиты газ ТГВ и ПНГ обладают практически совпадающей эффективностью. Наблюдается практически одинаковый (по уровню вытеснения нефти) несмешивающийся режим вытеснения нефти.

Но возникает проблема повышения уровня смесимости легкой нефти и достаточно «сухого» газа. Данные, приведенные в настоящей работе, показывают, что существуют механизмы массообмена, обеспечивающие смесимость нефти и «сухого» малоактивного газового агента в условиях высокотемпературного пласта.

Исследования влияния состава ПНГ (точнее М.м.) на вытеснение нефти условиях верхней юры показало последовательную смену трех режимов вытеснения нефти газом, наличие двух прорывов газа (табл., рис.1) через пористую среду *slim tube*. Данный факт хорошо заметен, т.к. сопровождается одновременным резким ростом ГФ и уменьшением КУ, что типично для прорыва газа.

Таблица

Результаты исследования вытеснения нефти ПНГ разного состава

Номер опыта	М.м ПНГ, дальтон (по результатам ГХ)	Давление, МПа	Степень вытеснения нефти в момент прорыва газа 1, %	Общая степень вытеснения нефти, %*	Прорыв газа 1 после закачки ПНГ, п.о.	Прорыв газа 2 после закачки ПНГ, п.о.	Доля нефти в двухфазном потоке, об. %
2	22,99	18	13,5	62	~0,12	1,1-1,2	50
4	23,72	18	13,8	76	~0,2	1,07	71
6	23,72	22	18-19	89	0,18-0,19	1,05	79
1	25,00	18	<6.3	89	<0,1	1,13	77
5	27,07	18	12.2	95	0,125	1,05	89

*- при объеме закачки ПНГ равном 1,2 п.о.

Данные рис.1 позволяют обнаружить 2 прорыва ПНГ и выделить 3 этапа процесса вытеснения нефти в опыте: начальный (до объема закачки ПНГ 0,21-0,22 п.о.), развившийся (в интервале закачки ПНГ от 0,22 до ~1

п.о.) и финальный этапы (по кривой зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема закачки ПНГ (рис.1)).

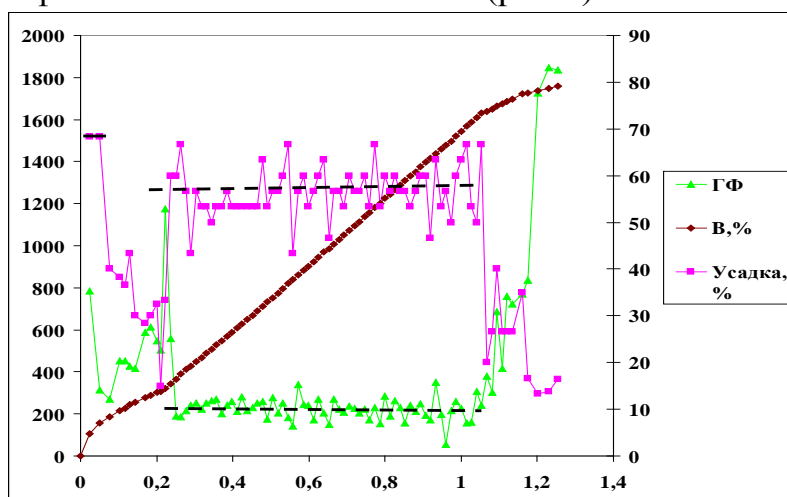


Рис.1. Динамика вытеснения нефти, изменения КУ и ГФ от объема закачки ПНГ 2 в опыте 4 (12м slim tube)

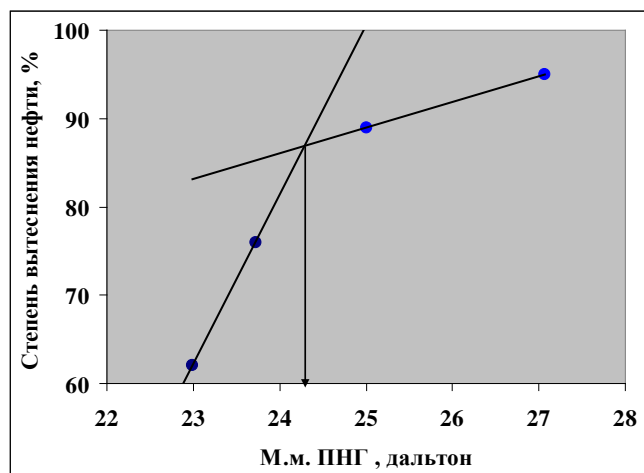


Рис.2 Зависимость степени вытеснения нефти от М.м. ПНГ

Двухфазная фильтрация в пористой среде (основной режим вытеснения нефти) будет увеличивать фильтрационное сопротивление при вытеснении нефти из плотных коллекторов, поэтому можно ускорить и облегчить достижение полной смесимости нефти и газа. Достигнуть это можно за счет предоторочки сжиженного углеводородного газа или широкой фракции легких углеводородов. Это особенно важно в тех случаях, когда пластовое давление снижено ниже МДС.

Таким образом, проведенное исследование показало:

1. В условиях Тюменской свиты продукт внутрислоевой трансформации воздуха и ПНГ близки по нефтевытесняющим свойствам. Предложен новый подход к разработке запасов нефти Тюменской и Баженовской свит, заключающийся в том, что получение газового агента при трансформации воздуха в инертный газовый агент рекомендуется

производить при окислении твердого органического вещества Баженовской свиты (а не нефти). Одновременно при неравномерном прогреве породы Баженовской свиты будет происходить образование искусственных трещин.

2. При вытеснении нефти ПНГ из slim tube режим вытеснения нефти последовательно переходит от несмешивающегося вытеснения (начало модели пласта), ограниченно смешивающегося вытеснения к полной смешимости нефти и газа.

3. Степень вытеснения вытеснении нефти ПНГ увеличивается по мере роста М.м. ПНГ. Излом на кривой зависимости коэффициента вытеснения от М.м. ПНГ отрибутируется как переход от ограниченной смешимости к полной смешимости нефти и газа и происходит при средней М.м. ПНГ 24,3 дальтона.

4. При необходимости можно ускорить или облегчить достижение смешимости нефти и газа закачав предоторочку сжиженного газа или широкой фракции углеводородов.

Научный руководитель – Хлебников В. Н., д.т.н.

Работы проведены при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России (Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI60617X0005).

Повышение эффективности работы скважин

Юрубчено-Тохомского месторождения

Житников И.В., Бессарабов В.А.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Проблема: необходимость поддержания постоянной оптимальной величины депрессии на пласт, продления срока фонтанирования скважин, снижения вероятности образования парафиновых и гидратных пробок, влияния газового фактора, исключения человеческого фактора при работе с устьевыми и забойными штуцерами.

Проблемы «критических» забойных штуцеров: нет регулировки, ограничение внутрискважинных операций.

Актуальность проблемы постоянного контроля:

Пример: среднесуточная закачка воды на Сузунском месторождении менялась в диапазоне 23 000 тонн/сут. до 12 000 тонн/сут. на еженедельной основе, которая показана на рисунке 1.

Остановка скважин ППД (ремонт, исследование, другие мероприятия) влечет перераспределение давления в системе и необходимость корректировки режима скважин.

Оценка ущерба:

- остановка 1 скважины ППД влечет корректировку работы на 44 скважинах;
- корректировка на 1 скважине занимает 45 мин-1 час + переезд (~1 час) + работу ППУ в зимнее время;
- затраты на ФОТ только на работу операторов за 20 лет составят 1 600 млн. рублей.

Обоснование решения: целесообразно применение системы постоянной регулировки штуцера [1] в процессе длительной работы скважины с учетом изменений, вызванных:

- изменением фильтрационной картины течения в дренируемом объеме пласта;
- нарушениями в самой скважине или установленном в ней оборудовании.



Рисунок 1. Среднесуточная закачка воды

Модель процесса представлена на рисунке 2.



Рисунок 2. Модель процесса

Определяем ограничения для дебита (Q_{max}), путем построения индикаторной диаграммы $Q=f(P_{заб})$ [2], с помощью тренажера АМТ (моделирование ГДИС). Строим регулировочные кривые, которые представлены на рисунке 3.

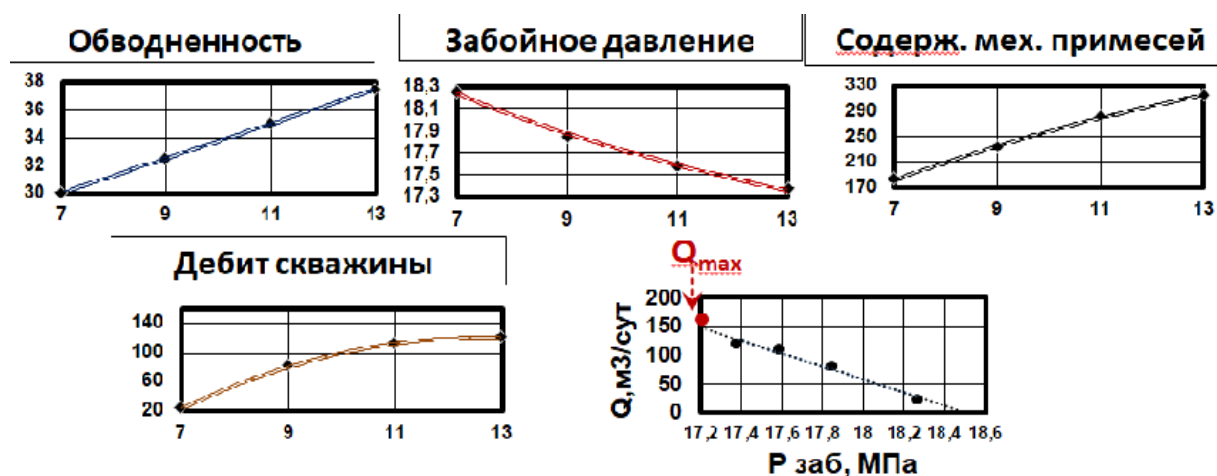


Рисунок 3. Регулировочные кривые и индикаторная диаграмма

Алгоритм работы системы автоматизации представлен на рисунке 4.

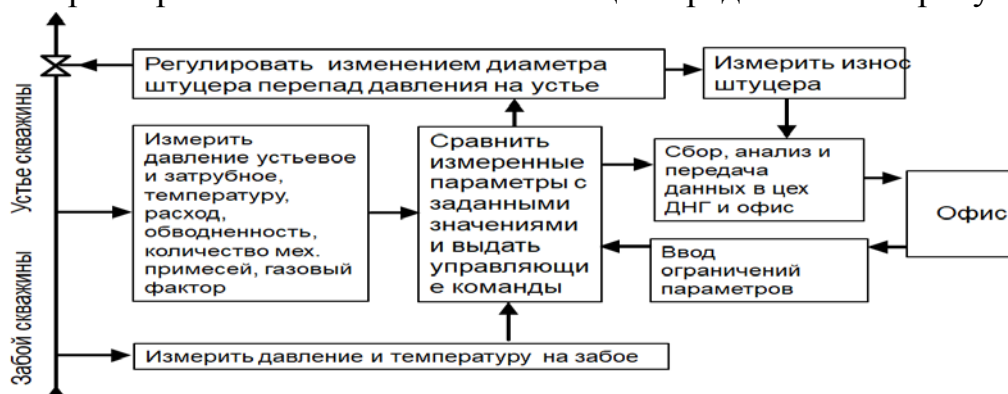


Рисунок 4. Алгоритм работы системы автоматизации

На основе проведенных исследований можно сделать выводы:

- Разработана методика выбора рационального диаметра штуцера с позиции достижения максимально-допустимого дебита с учетом ограничений основных параметров;
- Предлагаемая система автоматизации работы штуцера позволит достигнуть таких результатов, как:
 - Поддержание постоянной оптимальной величины депрессии на пласт;
 - Продление периода фонтанирования скважин;
 - Снижение вероятности образования парафиновых и гидратных пробок;
 - Нивелирование негативного влияния газового фактора;
 - Снижение токовых нагрузок ПЭД при выводе скважин на режим;

- Оптимизация работы по исследованию скважин;
- Исключение человеческого фактора;
- В результате внедрения разработки прогнозируется повышение объема добычи не менее чем на 10-15%.

Библиографический список

1. Власов, В. В. Оптимизация нефтедобычи многозатворными задвижками / В. В. Власов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2015. – № 6. – С. 11-12.

2. Гумеров, С. З. Интегрированное управление операциями в нефтедобыче. Интеллектуальное месторождение. Международный опыт / С. З. Гумеров // Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 3. - С. 40-41.

Научный руководитель: Азеев А. А., канд. техн. наук, доцент.

Лабораторные исследования сшитых полимерных составов для глушения скважин в осложненных условиях карбонатных коллекторов

Игнатьев К.В., Бондаренко А.В., Окунев А.В.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Разработка нефтяных месторождений в настоящее время направлена на вовлечение в добычу трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти и газа. Добыча углеводородов из коллекторов, содержащих ТриЗ, осложнена геологическими характеристиками, поскольку в продуктивных пластах преобладают карбонатные трещинные коллекторы с высоким газовым фактором, аномально низким пластовым давлением и активным газопроявлением. Наличие на месторождении пластов с подобными характеристиками требует особого, дифференцированного подхода к планированию операций глушения скважин, связанных с разработкой и выбором блокирующего состава [3].

Целью работы являлось повышение эффективности глушения скважин при их подземном ремонте в условиях трещинных карбонатных коллекторов, высокого газового фактора и аномально низкого пластового давления.

Для выполнения указанной цели были поставлены следующие задачи:

1. Лабораторные физико-химические (плотность, термостабильность) исследования полимерных составов.

2. Эксперименты по оценке реологических свойств (эффективная вязкость, статическое напряжение сдвига, время гелеобразования, разрушаемость) полимерных составов в условиях, максимально приближенных к условиям их закачки в скважину [2, 4].

3. Обоснование технологии глушения скважин с применением указанных составов.

В работе представлен комплекс теоретических, экспериментальных и аналитических работ с использованием стандартных и разработанных авторами методик исследований. Лабораторные эксперименты проводились на современном высокоточном оборудовании с моделированием пластовых условий и включали в себя изучение физико-химических и реологических характеристик сшитых полимерных составов:

1. Определение плотности пикнометрическим методом согласно [1].

2. Определение термостабильности и разрушаемости исследуемых полимерных составов производилось путем визуальной оценки с фотофиксацией.

3. Исследования по оценке реологических свойств составов проводились на ротационном вискозиметре *Rheotest RN 4.1*. (*MessgerateMedingenGmbH*) при различных температурных режимах согласно разработанной авторами методики [2].

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- Составы, применяемые в условиях низких (20°C) и высоких (90°C) температур, являются термостабильными в течение всего исследуемого периода времени (3 сут.), в этой связи способны сохранять физико-химические свойства при проведении ремонтных работ в скважине.

- В результате оценки деструкции составов выявлено, что данные композиции легко разрушаются в течение 1-3 часов, а значит, могут быть рекомендованы к применению при проведении процесса глушения скважин.

- Составы обладают низкой эффективной вязкостью после приготовления, что позволяет сделать вывод об их технологичности при закачке в скважину. Кроме того, сшитые составы обладают высокой блокирующей способностью 648 Па (20°C) и 126 Па (90°C).

- По результатам определения времени сшивки в процессе моделирования закачки состава (применяемого для 20 °C) в условную скважину установлено, что процесс сшивки начинается во время закачки состава в межтрубное пространство и заканчивается после его закачки в скважину, во время технического отстоя скважины.

- По результатам определения времени сшивки в процессе моделирования закачки состава (применяемого для 90 °C) в условную скважину установлено, что процесс сшивки начинается и заканчивается во

время закачки состава в межтрубное пространство. После закачки всего состава в скважину во время технического отстоя наблюдается структурообразование, характеризующееся повышением комплексной вязкости, которое заканчивается после 4 ч. с момента приготовления состава. Требуется корректировка содержания компонентов в гелеобразующем составе.

Библиографический список

1. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Введ. 1987-01-01.
2. ГОСТ 1929-87 «Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре». – Введ. 1988-01-07.
3. Технология применения сшитых полимерных составов / Г. Р. Гуменова [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 2. – С. 63-79.
4. Раупов, И. Р. Результаты лабораторных исследований реологических характеристик сшитого полимерного состава. / И. Р. Раупов, В. Е. Оприкова // Булатовские чтения: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. – Краснодар, 2018. – Т. 2, Ч. 2. – С. 63-66.

Научный руководитель: Мардашов Д.В., канд. техн. наук, доцент.

Облегченный тампонажный материал с полыми неорганическими микросферами

Казьмина О.В., Минаев К.М., Митина Н.А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

В нефтегазовой промышленности при извлечении горючих полезных ископаемых применяют цементирование скважин [1–4]. Процесс заключается в закачивании цементного раствора в затрубное пространство на расчетную высоту и вытеснение в обсадной колонне бурового раствора. Цементирование скважины проводится с целью изоляции продуктивных объектов, укрепления скважины и разобщения пластов. Некачественный процесс приводит к неправильной оценке запасов нефти и газа, перетокам их в другие пласты с меньшим давлением, обводнению продуктивных горизонтов. Надежное разобщение пластов, вскрытых при бурении скважин, одновременно обеспечивает охрану недр, что важно с экологической точки зрения и актуально в настоящее время.

При разбуривании газовых и газоконденсатных месторождений для уменьшения возможности движения газов, требуется поднять

тампонажный раствор на значительную величину. Это возможно осуществить с помощью различных методов: применение двухступенчатого цементирования с некоторым разрывом сплошности цементного кольца на высоте; обратная циркуляция и его комбинация; использование тампонажного раствора пониженной плотности, т.е. снижение разницы плотностей цементного и бурового раствора с одновременным регулированием других свойств тампонажного раствора.

Облегченные тампонажные растворы широко используются в нефтедобывающей практике. Такие растворы должны обладать низкой, стабильной (независимо от давления в скважине) средней плотностью, высокой однородностью, определенной консистенцией, обеспечивающей прокачиваемость цементного раствора (растекаемость 20-25 см), прочностью на растяжение при изгибе не менее 1 МПа в возрасте 2 сут. и теплозащитными свойствами в затвердевшем состоянии. Такие свойства цементных растворов могут быть получены путем введения в их состав микросфер, которые характеризуются не только малой плотностью и размерами, но и высокой удельной прочностью при объемном сжатии. Благодаря этому растворы становятся практически несжимаемыми несмотря на малую плотность, что позволяет закачивать их на любую глубину за один прием с обратным подъемом до поверхности земли.

Применяемые в настоящее время стеклянные микросферы наиболее подходят для обеспечения необходимого уровня специфических свойств, однако технология их получения относится к процессам с высокими энергозатратами и значительной материалоемкостью. Неорганические полые микросферы на основе перлита получают из природного сырья исключая этап варки стекла, что является менее энерго- и материалозатратным и поэтому экономически выгодным. В связи с этим, целью работы является установление влияния неорганических микросфер из вспученного перлита на процессы структурообразования и основные свойства облегченного тампонажного раствора.

Для исследований использовали перлитовые полые микросферы, полученные в промышленной вертикальной печи при температуре 1500 °С из перлитовой породы Хасынского месторождения (Россия). Химический состав исходной перлитовой породы и микросфер представлен в таблице 1. По данным электронной микроскопии микросферы имеют поликамерную ячеистую структуру, такая структура должна способствовать увеличению прочностных характеристик композиций.

В качестве основы тампонажной композиции использовали тампонажный бездобавочный цемент марки ПЦТ I-G-CC-1, предназначенный для крепления нефтяных и газовых скважин в условиях умеренных температур при разведочном и эксплуатационном бурении (ГОСТ 1581-96, API Spec 10A). Химический состав тампонажного цемента приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав исходных материалов тампонажной композиции

Материал	Содержание оксидов, мас. %							$\Delta m_{пр}$
	SiO ₂	Na ₂ O	CaO	Fe ₂ O ₃	K ₂ O	Al ₂ O ₃	MgO	
Исходный перлит	65-75	до 6	до 2	до 3	до 6	10-16	до 3	1,0 – 4,5
Перлитовая микросфера	74,7	5,3	0,6	1,2	5,1	12,8	0,3	–
Тампонажный цемент	20,2-20,7	-	66,2-67,0	3,5-4,0	-	6,0-6,7	1,4-2,0	-

В работе проведены исследования основных свойств тампонажного раствора и цементного камня: растекаемость с помощью конуса растекаемости КР-1 (ГОСТ 26798.1-96), плотность тампонажного цементного раствора с помощью рычажных весов ВРП-1, водоотделение (ГОСТ 26798.1-96), время загустевания тампонажного цементного раствора на атмосферном консистомере OFITE 80 в соответствии с API Spec 10A, а также прочность на изгиб с использованием машины MATEST модель E160.

Результаты исследований представлены на рисунке 1.

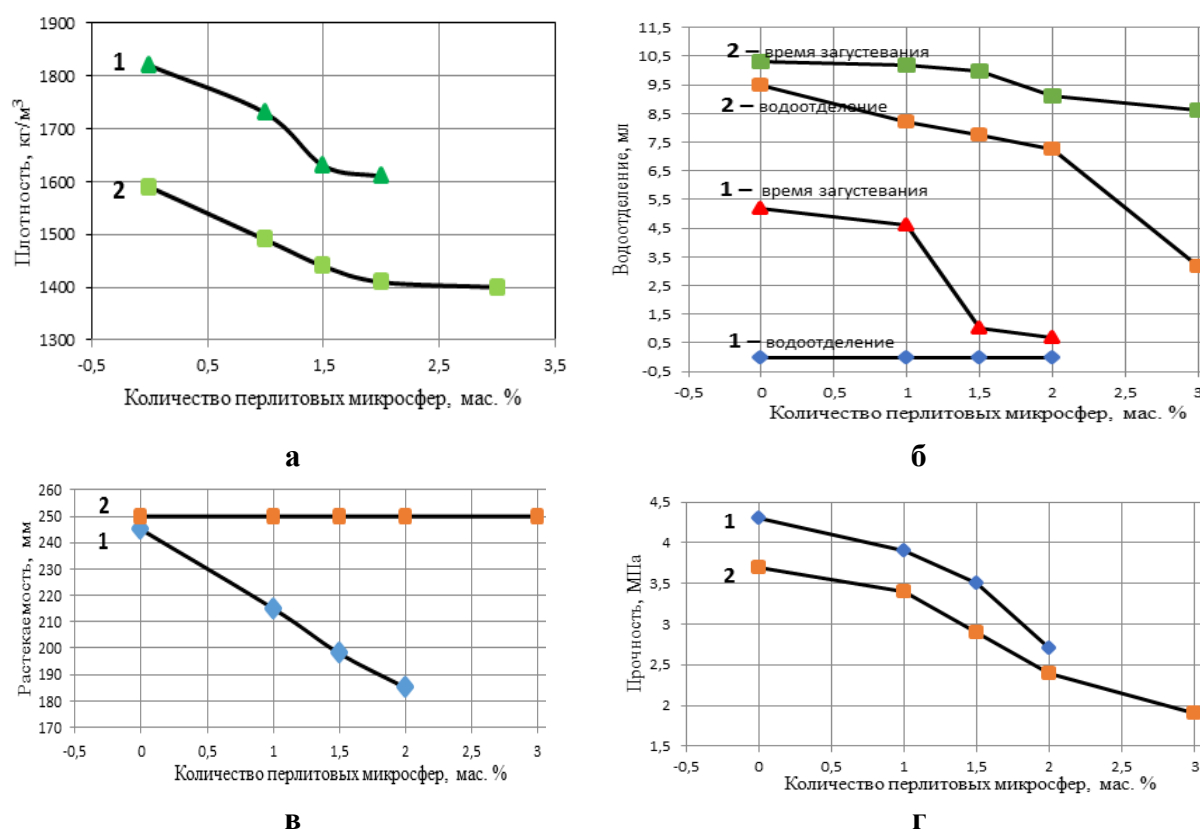


Рисунок 1. Зависимость свойств тампонажного материала от количества микросфер при В/Т 0,5 (кривая 1), при В/Т 0,8 (кривая 2): а) плотность; б) водоотделение и время загустевания; в) растекаемость; г) прочность камня на изгиб

Установлено, что перлитовые микросферы уменьшают плотность тампонажного раствора, который имеет хорошие показатели по основным свойствам. Разработанный состав облегченного тампонажного раствора, содержащий 3 % микросфер из перлита при водоцементном соотношении 0,8, обеспечивает плотность раствора – 1400 кг/м³, водоотделение – 3,5 мл, время загустевания – 150 мин, что соответствует требованиям ГОСТа 1581-96 и API Spec 10A. Цементный камень с перлитовыми микросферами в количестве 3 % в возрасте 2 суток имеет повышенную прочность 1,9 МПа, по сравнению с нормативным значением до 0,7 МПа, что обусловлено поликамерной структурой микросфер.

Библиографический список

1. Vidal, A.V. Sustainable cement slurry using rice husk ash for high temperature oil well / A. V. Vidal, R. G. S. Araujo, J. C. O. Freitas, // Journal of Cleaner Production. – 2018. – Vol. 204. – P. 292-297.
2. Mechanical properties and thermal conductivity of a temperature resistance hollow glass microspheres/borosilicate glass buoyance material / Ren, S [et al.] // Mater. Sci. Eng. A. – 2016. – Vol. 674. – P. 604–614.

Создание интегрированной модели сектора нефтегазоконденсатного месторождения для совершенствования и оптимизации разработки

Каравский Д.В., Полянский В.А.

Томский политехнический университет, г. Томск

Использование компьютерного моделирования в нефтегазовой промышленности позволяет контролировать эксплуатацию месторождений и прогнозировать целевые параметры. Но в случае моделирования отдельно взятых пластов, связанных общей системой сбора, возможно искажение показателей разработки. Поэтому приобретают особую актуальность интегрированные модели «пласт-скважина-система сбора», которые позволяют оптимизировать систему разработки для достижения максимальных показателей по каждому из пластов.

Основная цель данного проекта - оптимизировать разработку сектора нефтегазоконденсатного месторождения X с использованием интегрированной модели месторождения, созданной в программном обеспечении METTE.

Месторождение «X» было открыто в 1967 году. Оно находится в южной части Васюганского нефтеносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в Российской Федерации. Месторождение расположено в южной части Томской области и представляет собой нефтегазоконденсатное месторождение.

Пласт Ю₁¹ является нефтяным (содержит 20% нефти всего месторождения «Х»), в то время как Ю₁² идентифицируется как нефтегазоконденсатный пласт с газовой шапкой. В нем находятся 80% от запасов нефти на месторождении. Очень низкая вязкость нефти в пластовых условиях и относительно высокая проницаемость пород определяют более высокую подвижность нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с Ю₁², ввиду чего было решено разрабатывать их отдельно.

Месторождение «Х» разрабатывается компанией «ТомскГазпром» с помощью 91 добывающей скважины. Всего планируется ввести 36 кустовых площадок, которые будут вмещать 436 эксплуатационных скважин (138 скважин пласта Ю₁¹ и 338 эксплуатационных скважин, разрабатывающих Ю₁²). Также для скважин пластов Ю₁¹ и Ю₁² используется единая система сбора.

В добывающих скважинах пласта Ю₁¹ (фонтанирующих) часто образуются гидраты. Это обусловлено высоким перепадом давления, когда эти скважины оборудованы штуцерами небольших диаметров (от 3 до 6 мм). Поэтому эти скважины эксплуатируются с применением штуцеров большого поперечного сечения (8–18 мм в диаметре). Однако из-за повышенного давления в выкидной линии возникает, так называемый, *bottleneck effect* – эффект передавливания соседних скважин из-за повышения давления в системе сбора. Некоторые УЭЦН, которыми оборудованы скважины пласта Ю₁², не могут обеспечить достаточный напор на устье. В результате происходит уменьшение объемов добычи нефти.

После того, как была установлена причина невыполнения планов по добыче, было предложено несколько вариантов решения проблемы. Среди них: введение метанольного хозяйства на месторождении и два концептуальных проекта, подразумевающих использование отдельной системы сбора (в первом проекте планировалось проложить линию низкого давления для эксплуатационных скважин пласта Ю₁², во втором — линию высокого давления для скважин Ю₁¹).

Создание интегрированных моделей данных проектов было разделено на несколько частей.

Во-первых, была проведена конвертация и адаптация исходных гидродинамических моделей симулятора *Eclipse* для работы в симуляторе *Tempest MORE*.

Поскольку программный пакет METTE может работать только с моделями, построенными в программном обеспечении *Tempest MORE*, исходные гидродинамические модели потока, созданные в *Eclipse*, должны были быть преобразованы в *Tempest MORE* и согласованы с реальными историческими значениями.

Далее следует создание PVT-модели. и построение сеточной модели, интегрированной с моделями скважины.

Интегрированная модель первого концептуального проекта (введение метанольного хозяйства и единой системы сбора) показала, что в данном случае будет происходить передавливание скважин. В моделях второго и третьего проектов такого явления не происходит, но при этом вариант с отдельной системой сбора и линией высокого давления оказался наиболее эффективным за счет большего дебита. Данная модель представлена на рисунке 1.

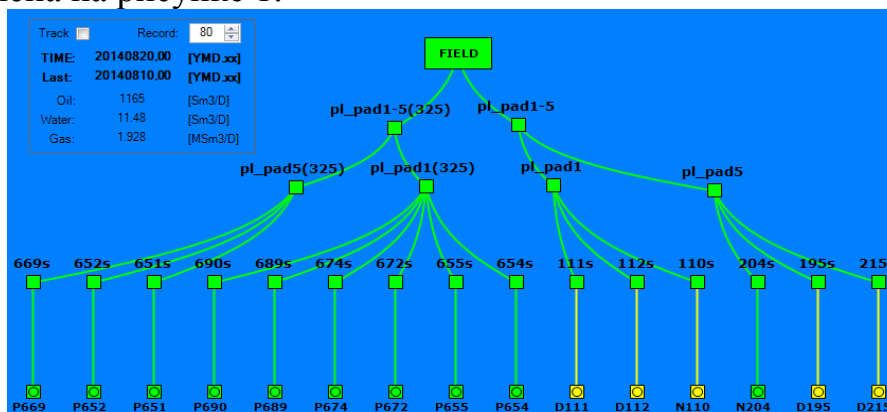


Рисунок 1. Модель с отдельной системой сбора и линией низкого давления

Параметры разработки при использовании каждого из вариантов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры разработки

	Дебит нефти, м ³ /сутки (2014)	Накопленная добыча нефти, млн. м ³ (2016)	Накопленная добыча газа, млрд. м ³ (2016)
Базовый вариант	1018	0,573	1,234
Линия низкого давления (отдельная система сбора)	1096	0,697	1,265
Линия высокого давления (отдельная система сбора)	1165	0,709	1,207

Таким образом, подтверждается влияние общей системы сбора на эффективность разработки месторождения «Х». С помощью интегрированной модели установлено, что использование линии высокого давления показало наилучшие результаты. Используя результаты моделирования, можно прогнозировать схему разработки месторождения

«Х», подбирать наиболее экономически выгодные варианты для её оптимизации.

Библиографический список

1. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield (Russian) / D. A. Antonenko [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008. Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company. – 2013. (Oilteam company).
2. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual // Schlumberger, Houston, Texas. – 2012.
3. Optimization of Production Capacity for Oil Field in the Russian Arctic (Russian) / M. M. Khasanov [et al.] // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013.
4. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure / S. V. Lomovskikh [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
5. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) / Mustaeva S. [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012.

Научные руководители: Шишмина Л.В., канд. хим. наук, доцент, Гусев П.Ю., аспирант НИ ТПУ.

Расчет коэффициента охвата аналитическим методом

Лупандин Я.А.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Нефтяная отрасль в Российской Федерации активно развивается. Ежегодно открываются десятки новых месторождений и ставятся на государственный баланс миллионы тонн извлекаемых запасов нефти и газа. Особенно активно осваиваются регионы Восточной Сибири: Красноярский Край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия), характеризующиеся крайне низкой степенью изученности геологических недр и малым количеством разрабатываемых месторождений.

КИН (Коэффициент извлечения нефти), характеризующий, какую долю из всех найденных ресурсов мы сможем добыть с учетом нынешних степени развития технологий и экономической обстановки на сырьевом рынке, в первый раз определяется в момент открытия залежи и постановки на государственный баланс. После того, как получен приток из

поисковой скважины, идет подготовка проекта по оперативному подсчету запасов. После чего, на государственный баланс ставятся геологические и извлекаемые запасы. Значение КИН возможно будет скорректировать в процессе разработки месторождения при подготовке проектно-технического документа.

Неверный расчет КИН может привести к ряду проблем, связанных с разработкой месторождения, начиная с ошибочного расчета рентабельности проекта, заканчивая неверным выбором системы разработки, в конечном счете приведет к ощутимым экономическим потерям Компании-недропользователя.

Также КИН представляет важность для экономики всего государства в целом. В 2010 г. в Российской Федерации было приращено за счет увеличения КИН и поставлено на государственный баланс около 750 миллионов тонн фантомных извлекаемых запасов нефти [1]. В дальнейшем такие фантомные извлекаемые запасы могут создать неверное представление о количестве ресурсов и, как следствие, привести к неверному экономическому планированию.

В настоящее время широко распространена практика определения КИН по методу аналогии с другими месторождениями региона, КИН которых как правило тоже определялся по аналогии и не всегда полностью соответствует реальному. Данный подход позволяет дать представление о масштабах извлекаемых запасов месторождения, но с учетом нынешнего уровня развития проектирования, имеется возможность получать КИН с гораздо меньшей погрешностью относительно реальных значений.

Кроме того, КИН можно рассчитать, используя гидрогеологическую модель, но этот способ не может быть использован для оперативного подсчета запасов, поскольку на данной стадии изученности не представляется возможным построить саму модель.

В данной работе предлагается максимально оптимизировать и использовать эмпирико-аналитический метод, который базируется на перемножении коэффициентов вытеснения и охвата. Так как в базовом случае КИН принимается по аналогии с другими месторождениями, то по ним, как правило, уже имеются лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения. Данные исследования можно применить и для расчета КИН на изучаемом месторождении. Остается вопрос в определении коэффициента охвата.

Для расчета коэффициента охвата возможно применять аналитический метод, описанный Доном Уолкоттом в книге «Applied Waterflood Field Development», изданной в 2009 году. Дон Уолкотт руководил разработкой различных месторождений на территории России с 1999 по 2004 гг., используя свой метод для разных типов коллекторов [2].

По указанному методу коэффициент охвата делится на две составляющие. Коэффициент охвата по площади и коэффициент охвата по

мощности. Каждый из них, в свою очередь, обуславливается рядом свойств пласта и выбранной системой разработки. Ниже приводятся использованные коэффициенты и формулы с соответствующими пояснениями.

$$K_{\text{охв}} = K_{\text{охв}_S(\text{сетка})} \times K_{\text{охвата}_S(\text{мобильность})} \times K_{\text{охв}_h}$$

Базовая формула, разбивающая искомый коэффициент охвата на несколько коэффициентов, где:

$K_{\text{охв}_S(\text{сетка})}$ - коэффициент охвата вытеснением по площади, зависящий от плотности сетки;

$K_{\text{охв}_h}$ - коэффициент охвата вытеснением по мощности.

$K_{\text{охв}_S(\text{мобильность})}$ - коэффициент охвата вытеснением по площади, зависящий от коэффициента мобильности.

$$K_{\text{охв}_S(\text{сетка})} = e^{-\alpha S^1}; \quad \alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

Формула для расчета влияния плотности сетки на коэффициент охвата.

Где:

w - средняя доля неколлектора по площади нефтяного пласта, в дл. ед.,

d - шаг хаотической изменчивости свойств пласта, м.

S^1 - удельная плотность проектной сетки, га/скв.

$$M = \frac{k_B \times \mu_H}{k_H \times \mu_B}; \quad \mu = \frac{\mu_H}{\mu_B}$$

Формула для расчета коэффициента мобильности.

Где:

M - Коэффициент подвижности

K_B - проницаемость пласта по воде

K_H - проницаемость пласта по нефти

μ_H - вязкость нефти

μ_B - вязкость воды

μ - отношение вязкостей

$$V_d = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{пор}} \times K_{\text{выт}}}$$

Где:

V_d - коэффициент

$V_{\text{ж}}$ - объем закачанной жидкости

$V_{\text{пор}}$ - объем пор

$K_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения

$$V = \frac{\sigma}{\bar{k}}; \quad \sigma = \int_{k_{min}}^{k_{max}} (k - \bar{k})^2 f(k) dk; \quad k = \int_{k_{min}}^{k_{max}} k \times f(k) dk$$

Формулы для расчета вариации проницаемости пласта.

Где:

V – вариация проницаемости пласта

σ – среднеквадратичное отклонение

\bar{k} – математическое ожидание

Далее, рассчитав все необходимые нам рабочие коэффициенты, необходимо воспользоваться графиками, позволяющими определить искомые коэффициенты охвата по мощности и по площади. И на их основе определить конечный коэффициент охвата.

В рамках работы по расчету Коэффициента охвата было написано программное обеспечение для *MS Excel* на языке *MS Visual Basic*, которое позволяет автоматически рассчитать диапазон возможных коэффициентов охвата, варьируя возможными значениями следующих параметров: $w, d, k_b, k_{ж}, \mu_b, \mu_{ж}, v_{пор}, v_{ж}, k_{выт}, s^l$. Для регистрации программного обеспечения были поданы документы в Роспатент.

Библиографический список

1. Wolcott, D. M. Applied Waterflood Field Development / D. M. Wolcott.
2. Батулин, Ю. Е. Слово о КИНе / Ю. Е. Батулин // Бурение и Нефть. – 2011. – № 2.

Научные руководители: Квеско Н.Г., доктор технических наук, профессор; Дадакин Н.М.

Разработка предложений по совершенствованию методов и средств разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

Подолько Д.С.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

В настоящее время наиболее перспективным регионом по разведанным запасам нефти является Восточная Сибирь с самым древним на планете Юрубчено-Тохомским месторождением.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Красноярском крае в Эвенкийском муниципальном районе. Лицензией на право пользования недрами владеет ОАО "Востсибнефтегаз", дочернее предприятие НК

«Роснефть». По системе геологического нефтегазового районирования месторождение расположено в пределах Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В тектоническом расположении месторождение приурочено к центральной части Камовскоого свода Байкитской гемиантеклизы в юго-западной части Сибирской платформы. [1]

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

В настоящее время, в результате технологического процесса подготовки нефти для ее подачи в магистральный газопровод, попутно выделившийся газ, за вычетом использования на собственные нужды, сжигается на факельной установке. В связи с этим в атмосферу попадают огромные объемы вредных выбросов, таких как сажа и диоксид углерода, существенно загрязняющих окружающую среду.

Предложения по использованию попутного газа:

1. Выработка электроэнергии и тепловой энергии.

В качестве источника электроэнергии, согласно проектным решениям на промышленной площадке №1 предусматривается газотурбинная электростанция (ГТЭС).

2. Передача газа на газоперерабатывающие заводы.

Это могло бы стать идеальным решением утилизации попутного нефтяного газа, если бы не удаленность газоперерабатывающих заводов от нефтяных месторождений и дороговизна компрессорного оборудования для прокладки газовой магистрали.

3. Закачка газа в пласт для обеспечения повышенной нефтеотдачи.

Данный метод позволяет нефтедобывающим организациям существенно экономить свои материальные средства на строительстве газопровода от месторождения до близлежащего газоперерабатывающего завода, а также увеличить коэффициент полезного действия систем поддержания пластового давления.

В большинстве случаев в данном технологическом процессе используются сточные и подземные воды. Но здесь возникает ряд существенных проблем:

- разбухание глинистых частиц пласта при попадании сточных вод, что приводит к значительному снижению проницаемости пласта;
- подземные воды зачастую содержат кислород, вызывающий кавитационные срывы насосного оборудования и эрозию их проточных частей;
- наличие кислорода приводит к размножению сульфатовосстанавливающих бактерий, вызывающих значительный коррозионный износ оборудования;

- попадание в трубопроводную обвязку песка, приводящее к механическому износу деталей.

Закачка в пласт попутного нефтяного газа является оптимальным решением для многих нефтяных месторождений, позволяя избежать всех этих неприятных моментов. Единственным условием является соответствующая подготовка попутного нефтяного газа.

Единственной проблемой для реализации данного технологического процесса является необходимость в техническом согласовании с геологическими службами, ведь наряду с газом в пласт подается и вода. Это может привести к сдвигу пластовых пород и к изменению геологических данных месторождения. [2]

Также на данный момент на Юрубчено-Тохомском месторождении наблюдается проблема несовершенства устьевого оборудования скважины. Для повышения объема добычи необходимо усовершенствование конструкции штуцера. Решением в данной ситуации будет использование спирального лепесткового штуцера, показанного на рисунке 1.



Рисунок 1. Макет устройства

Предлагаемое устройство, работающее в автоматическом режиме с обратной связью, позволит обеспечить повышение объема добычи за счет:

- поддержания постоянной оптимальной величины депрессии на пласт;
- увеличения срока фонтанирования скважин;
- снижения вероятности образования парафиновых и гидратных пробок и замерзания за счет закручивания потока по спирали;
- функции самоочистки;
- бесступенчатой самокорректировки расхода потока;
- уменьшения негативного влияния газового фактора;
- автоматизации мероприятий по устранению износа штуцера. [3]

По результатам проведенного исследования Юрубчено-Тохомского месторождения можно сделать вывод, что на данном месторождении для решения проблемы нерационального использования попутного газа больше всего подходит метод закачки газа в пласт для обеспечения повышенной нефтеотдачи.

Также для повышения объема добычи предложен метод усовершенствования штуцерного устройства. Предложена модель спирального лепесткового штуцера, позволяющая повысить надежность

конструкции, упростить использование, снизить вероятность замерзания и при этом снизить затраты.

Библиографический список

1. Нефтяники нефть и газ [Электронный ресурс] // Месторождения нефти и газа. – Режим доступа: <http://www.nftn.ru>

2. Грасис – ведущий разработчик, производитель и ЕРС [Электронный ресурс] // Подрядчик в области газоразделения. – Режим доступа: <https://www.grasys.ru>.

3. Скоробогач, М.А. Методика оперативного управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии. М. А. Скоробогач // Сборник тезисов докладов девятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». - Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - С. 33

Научный руководитель: Азеев А.А., канд. техн. наук, доцент. каф. РЭНГМ.

Анализ моделей машинного обучения в нефтегазовой отрасли

Пуртов С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Технология разработки алгоритмов, основанных на моделях машинного обучения, позволит повысить качество эксплуатационных данных, получаемых из скважин, а также выявлять новые закономерности. Внедрение разрабатываемых методов позволит вдвое сократить время оперативного анализа эксплуатационных данных, оперативно учитывать найденные новые закономерности при дальнейшей разработке месторождений, подбирать оптимальные методы разработки для увеличения добычи нефти, при этом сокращая затраты.

Разрабатываемые инструменты за счет использования моделей машинного обучения, повысят скорость обработки и анализа больших объемов информации, которые поступают с месторождения. Кроме того, используемые инструменты машинного обучения позволят интегрировать разнородные данные, проанализировать каждый мегабайт имеющейся информации, что приведет к появлению новых выводов, способных вывести качество данных на новый уровень. Это, несомненно, повлияет на повышение эксплуатационных показателей.

Рассмотрим некоторые из них:

1. CRM (СМ);

2. RNN.

1. Наиболее изученной и активно используемой моделью для решения этих задач является *Capacitance Resistive Model* (CRM). Модель CRM является полуфизической моделью и построена по аналогии с электрической цепью. Представляет собой нелинейную регрессию, использующую как входы объемы закачки воды в нагнетательные скважины и давления на забое добывающих скважин. Наличие информации о забойных давлениях в скважинах возможно при установке в них специальных датчиков, отсутствующих в большинстве скважин. В случае отсутствия данных о забойных давлениях они интерпретируются как постоянные, что далеко от реального режима работы добывающей скважины. [1]

CM и его модификация для использования на реальных данных. В процессе изучения литературы по CM моделям были рассмотрены их все основные вариации, предложенные и дополненные различными авторами. На основе тщательного анализа материалов, а также тестирования была выбрана CRMP модель, представленная в работе (Sayarpour, 2008). Данная модель является результатом комбинации модели материального баланса и линейного уравнения продуктивности для каждой добывающей скважины. [2]

$$\frac{dq_i(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_j} q_j(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} i_i(t) - J_j \frac{dp_{wf,j}}{dt}, j = 1, 2, \dots, N_{prod} \quad (1)$$

$$\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J} \right) \quad (2)$$

где, q_j – дебит жидкости добывающей скважины j .

i_i – приемистость закачиваемого агента для нагнетательной скважины i .

$p_{wf,j}$ – забойное давление добывающей скважины j .

τ_j, f_{ij}, J_j – параметры модели CRMP.

2. Нейронные сети являются популярным в настоящее время инструментом во многих задачах, где необходимо найти сложные зависимости между признаками и целевой переменной. Однако примеров их применения для оценки взаимовлияния скважин или прогнозирования добычи жидкости и нефти почти нет. Одна из разновидностей нейронных сетей – это рекуррентные нейронные сети, позволяющие анализировать последовательности данных и находить зависимости, учитывая временную составляющую. Пласт со скважинами можно представить, как нелинейную динамическую систему, состоянием которой являются значения добычи жидкости/нефти по скважинам, а внешним воздействием – изменение закачки нагнетательных скважин и режимов (забойного давления) добывающих скважин. В таком представлении, систему можно

описать с помощью рекуррентной нейронной сети (RNN), где входы – это внешнее воздействие, а рекуррентные слои – состояние системы. [3]

Использование RNN для идентификации динамической системы. Как упоминалось ранее, месторождение с работающими скважинами можно представить, как динамическую систему. В работе (Maskay, 2002) описан основной подход к моделированию динамических систем с помощью рекуррентных нейронных сетей. Приведем оттуда основные моменты. Динамическая система может быть описана как эволюция одной или нескольких переменных состояния в ответ на изменения одной и нескольких внешних переменных:

$$\frac{\partial v(\tau)}{\partial \tau} = G(v(\tau), x(\tau)) \quad (3)$$

где, v – переменные состояния, x – внешние переменные, G – нелинейная функция, описывающая взаимодействие внешних переменных и переменных состояния.

По определению, экзогенные переменные независимы от переменных состояния. Имея набор начальных условий и временную последовательность экзогенных переменных $x(t)$, предыдущее уравнение определяет изменение всей системы при $t > 0$. Добывающие и нагнетательные скважины представляют собой динамическую систему, для которой проводятся дискретные измерения добычи (переменные состояния), закачки и изменения забойного давления (экзогенные или внешние переменные) в определенные моменты времени, называемые в рамках терминологии нейронных сетей – эпохами.

Рекуррентную нейронную сеть для моделирования динамической системы можно представить в виде решения предыдущего уравнения, разложенного в ряд Тейлора:

$$v(\tau) = v(\tau - \sigma\tau) + \frac{\partial v(\tau - \sigma\tau)}{\partial \tau} \sigma\tau \quad (4)$$

Переменные состояния есть дебиты жидкости и/или нефти в конце каждой эпохи, а внешние переменные – приемистость нагнетательных скважин и изменение забойного давления в добывающих скважинах. [3]

Библиографический список

1. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов [и др] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 146-164

2. Lake, L. W. Development of a Fully Coupled Two-phase Flow Based Capacitance Resistance Model (CRM) / L. W. Lake, F. Cao, H. Luo. // SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2014.

3. Разработка когнитивной аналитической системы на основе технологий интеллектуального анализа данных для управления разработкой зрелых месторождений / К. Гопа [и др] // SPE Society of Petroleum Engineers.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. физико-мат. наук, доцент.

Численно-аналитическая модель притока к стволу нефтяной горизонтальной скважины на стационарном режиме

Саабесагр К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На различных стадиях разработки нефтяных и газовых месторождений производится определение величины потенциального и максимально допустимого дебита добывающих скважин. Это целесообразно для рационального расхода пластовой энергии и наиболее полного извлечения запасов. На основе аналитических расчетов, численного или геолого-гидродинамического моделирования принимаются решения о размещении по площади и разрезу залежи стволов для рациональной выработки запасов [2].

Существуют аналитические решения для оценки продуктивности добывающих вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Эти решения широко применяются при проектировании разработки месторождений.

Аналогичный подход можно применить к моделированию работы перфорированной нефтяной скважины, представив что, каждое перфорационное отверстие является точечным стоком, а величину давления в пласте определять на стенке каждого перфорационного канала как суперпозицию давлений, созданных работой всех каналов [2].

Рассмотрим приток к горизонтальному стволу скважины № 9982Г пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения (рисунок 1).

Длина горизонтального окончания $L=485$ м, из них 370 м по неколлектору, расстояние между отверстиями 0,2 м, мощность пласта $h=5,5$ м, пластовое давление $P_{пл}=269$ атм, забойное давление $P_z=123$ атм, вязкость нефти $1,2$ мПа*с, проницаемость по горизонтали $k_h=39$ мД, по вертикали $k_v=39$ мД, радиус перфорационного отверстия $r_0=6$ мм.

Для расчета профиля притока к стволу скважины, работающей на стационарном режиме необходимо решать уравнение Лапласа для потенциала точечного стока [2].

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0 \quad (1)$$

где $\Phi = \frac{k}{\mu} p$ — потенциал точечного стока, м²/с;

k — проницаемость пласта, м²;

p — давление, Па,

μ — вязкость флюида, Па·с,

Φ_k — потенциал на контуре питания, м²/с,

R_k — радиус контура питания, м;

x, y, z — расстояние по декартовым координатам, на котором определяется потенциал, м.

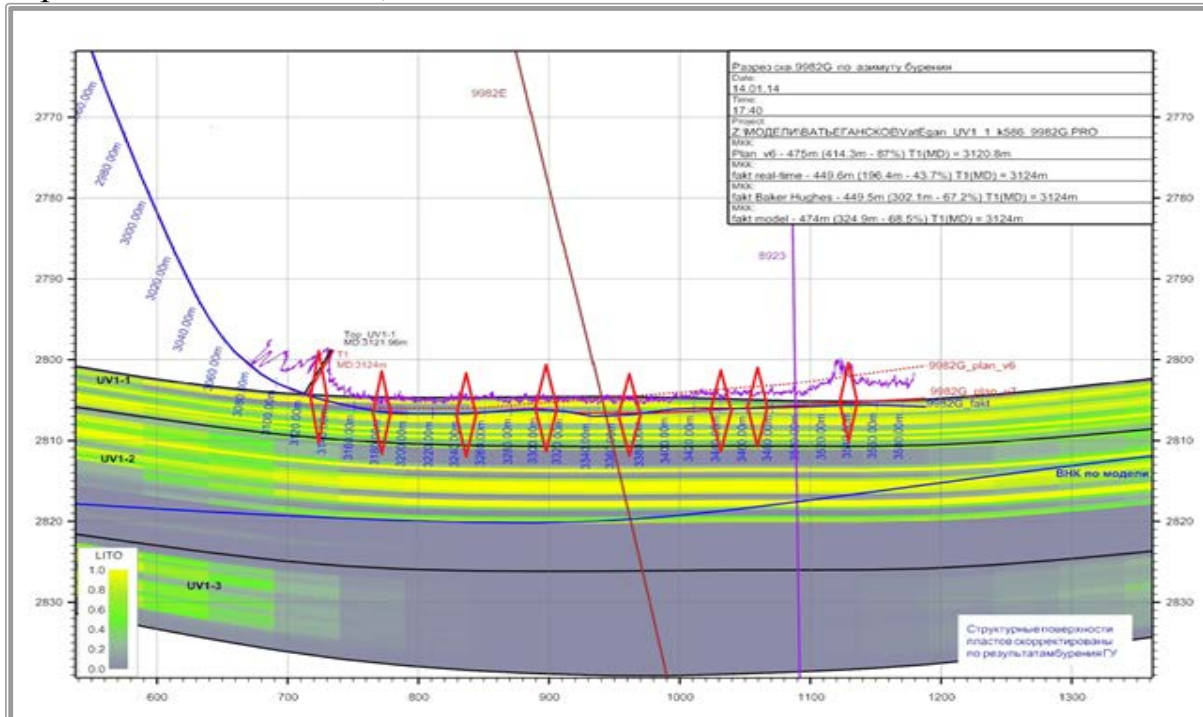


Рисунок 1. Проходка ствола скважины № 9982Г с указанием расположения фрак-портов. Объект ЮВ₁ Ватъеганского месторождения

Каждое перфорационное отверстие скважины представим в виде стока с дебитом Q_i . Скважина в бесконечном пласте не может работать бесконечное время с постоянными дебитом и депрессией. Поэтому расположим на расстоянии R_k от добывающей скважины контур питания, взяв дебиты перфорационных отверстий с обратным знаком [2].

Решение задачи определения профиля притока к горизонтальной перфорированной скважине (ГС) выполнено с помощью программного обеспечения Mathcad.

В результате получен дебит, указанный на рисунке 2. В расчете дебит скважины – 614 м³/сут по жидкости. Для сравнения рассчитан дебит этой же скважины по формуле Борисова [1], которые незначительно отличается от общего дебита (625 м³/сут). На объекте ЮВ₁ горизонтальной скважины вводились с проведением многозонного ГРП.

По результатам расчета прогнозного дебита горизонтальной скважины 9982Г для геолого-физических условий пласта ЮА₁ Ватьеганского месторождения следует:

- при незначительном отличии (формой притока в горизонтальной проекции) аналитических моделей работы горизонтальных скважин, вскрывших однородно-анизотропный пласт в середине между кровлей и подошвой, отличие расчетных дебитов достаточно большое;

- полученные значения являются первыми приближенными результатами подбора оптимальной длины горизонтального участка скважины. Дальнейшее обоснование строится на уточнении прогнозных значений дебитов на цифровых моделях пласта и пересчете экономики, по результатам расчета которых будет выбран наиболее рациональный вариант.

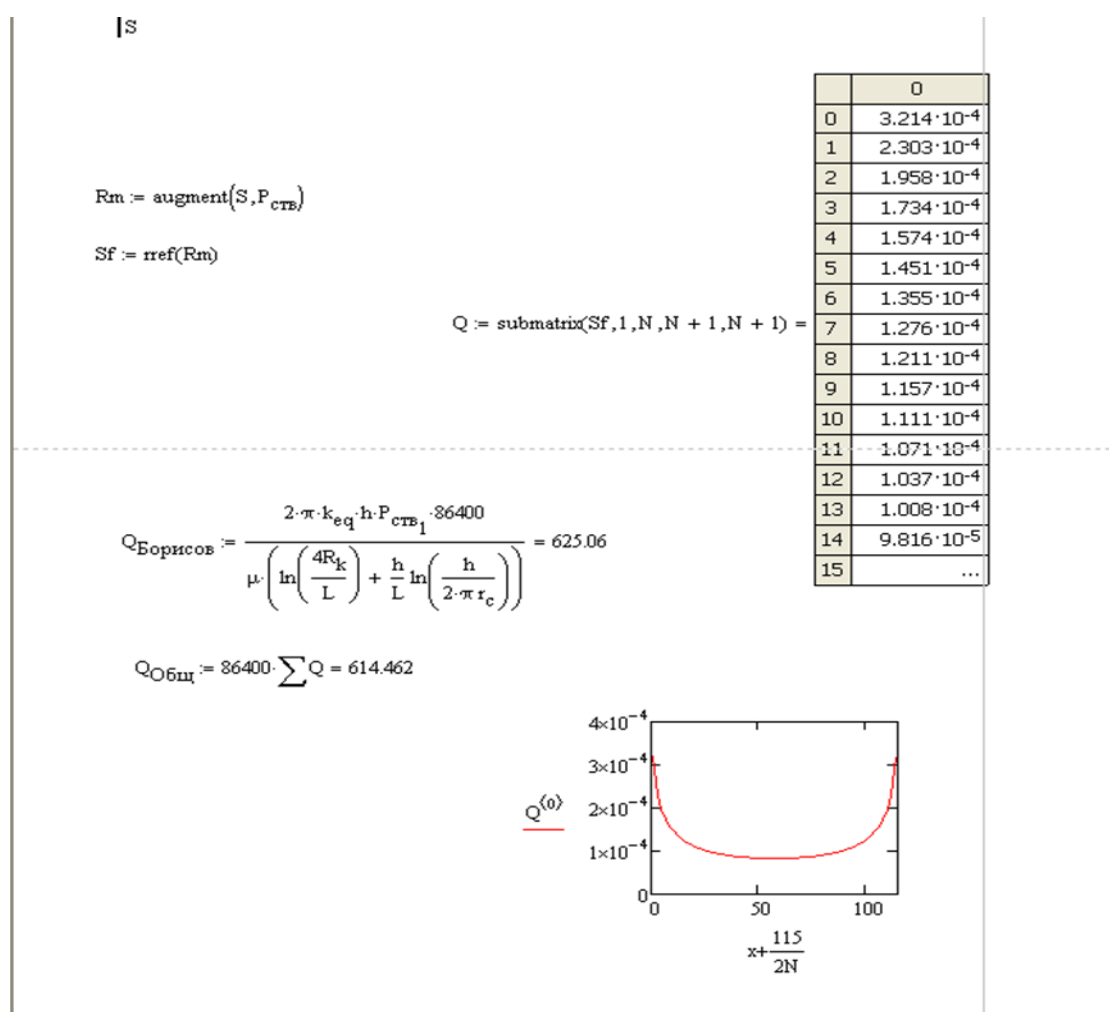


Рисунок 2. Профиль притока жидкости в стволе ГС

Библиографический список

1. Грачев, С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. – Тюмень: ТИУ, 2016.

2. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе MathCAD 15: учеб. пособие для студентов вузов / Колев Ж. М [и др.]– Тюмень: ТИУ, 2017. – 230 с.

Научный руководитель: Колев Ж. М., канд. техн. наук, доцент.

Влияние особенностей геолого-промысловых характеристик ачимовской толщи на проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири

Садриева С.М.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Обоснованные представления об особенностях геологического строения ачимовской толщи начали складываться в конце 70-х годов с появлением основополагающих работ А. Л. Наумова, в которых он предлагал рассматривать эти слои как фондоформные отложения, синхронные какому-либо из песчаных пластов ундоформы [1]. Отсюда следует, что ачимовские образования представляют собой песчано-алевролитовые конуса выноса, консолидировавшиеся в относительно глубоководной части палеоморя.

Такая особенность транспортировки терригенной компоненты послужила причиной резкой геологической неоднородности ачимовской толщи, а также обусловила плохую отсортированность материала и существенную изменчивость петрофизических характеристик слагающих ее слоев. Анализ результатов изучения кернового материала (шлифы, ФЕС), ГИС, результатов испытания и эксплуатации скважин в площади рассматриваемых участков свидетельствует о том, что в целом отмечается тенденция ухудшения коллекторских свойств в направлении от участка Тевлинско-Русскинского месторождения к удаленным краевым частям площадей Северо-Кочевского месторождения и западной части Северо-Конитлорского месторождения. В пределах выделенных песчаных линз в значительной степени преобладают коллектора 6 класса проницаемости (менее 1 мД), незначительную долю объема занимают проницаемые включения 4 и 5 класса проницаемости. Эти коллектора характеризуются высоким содержанием связанной воды (до 90,7 %). Низкие коллекторские свойства и высокая водоудерживающая способность отмечаются не только в алевролитах с высоким содержанием глинистого цементирующего материала, но и в мелкозернистых песчаниках с относительно небольшим содержанием цемента. Это обусловлено составом цементирующего материала, который представлен преимущественно хлоритом. Структура

хлорита способствует удержанию воды в связанном состоянии и существенно снижает проницаемость.

Пласты ачимовских отложений Кочевского месторождения в целом характеризуются несколько более благоприятными характеристиками по сравнению с соответствующими отложениями Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений. При этом отмечается тенденция снижения ФЕС с глубиной по разрезу, более молодые вышележащие пласты имеют несколько лучшие свойства. Так, например, по пласту Ач₈ коллектора 5 класса с проницаемостью 1-10 мД занимают 26,6 %, коллектора с проницаемостью 0,3-1 мД – 26,7 %, а с проницаемостью менее 0,3 мД – 46,7 %.

Механизм вытеснения в таких коллекторах имеет ряд особенностей. В коллекторах с проницаемостью менее 4 мД вытеснение осуществляется за счет режима капиллярной пропитки, когда вода в мелких порах увеличивая свою толщину на стенках поры постепенно выталкивает нефть из мелких пор в более крупные.

Структура порового пространства представляет собой очень сложную систему извилистых каналов, с множеством тупиков, капиллярных экранов, полностью изолированных мелких линз коллектора. В результате производства большеобъемных ГРП мелкозернистый песчаник, относящийся к неколлекторам, приобретает свойства коллектора. Подвижными становятся те флюиды, которые в нем содержатся.

Анализ результатов опытно-промышленных работ по эксплуатации добывающих скважин на объектах ачимовской толщи Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений показали, что с применением ГРП и ОПЗ, а в одном случае и без, достигаются относительно высокие дебиты по жидкости для таких отложений, до 73,5-106 т/сут, по нефти кратковременно – 30-61,3 т/сут. Однако, столь высокие дебиты нефти единичны и нестабильны. На дату исследования средний дебит по жидкости на данных объектах составляет 23 т/сут, нефти – 4,4 т/сут, при достаточно высокой обводненности продукции (до 99 %).

Все исследуемые скважины вводились с ГРП. Рассматриваемый период после ввода составлял 8 месяцев, т.к. многие скважины после короткого срока работы выводились из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции в них.

Высокая обводненность продукции скважин обусловлена составом пород ачимовской толщи, отличающихся от пластов группы БС комплексом глинистых минералов, входящих в состав цемента коллекторов, преимущественным развитием гидрослюдисто-хлоритового типа цемента.

В связи с низкими фильтрационными свойствами пород ачимовской толщи, происходит существенное снижение дебита нефти за

непродолжительный период времени, вследствие ограниченного притока флюидов из удаленной зоны пласта.

Эти данные свидетельствуют о том, что среди плотных разностей породы пласта имеются зоны разуплотнения или высокопроницаемые каналы, которые обеспечивают достаточно высокие скорости фильтрации пластовых флюидов.

Таким образом, исходя из анализа результатов эксплуатации добывающих скважин на объектах ачимовской толщи для повышения эффективности разработки этих залежей требуется испытание технологий поинтервального ГРП, совершенствование технологии ГРП, определение оптимального объема проппанта, для обеспечения с одной стороны устойчивой работы насосного оборудования, а с другой стороны для минимизации отрицательных последствий от обводнения продукции скважин, технологиями ФХВ в добывающих и нагнетательных скважинах, направленных на ограничение водопритока.

Библиографический список

1. Наумов, А. Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А. Л. Наумов // Геология и геофизика. – 1977. – № 10. – С. 38-47.

Научный руководитель: Мухаметшин Р. З., д.г.-м.н., профессор.

Стратегия выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на территории Западной Сибири

Уфимцева М.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На фоне постепенного падения уровней добычи нефти сегодня основные перспективы на зрелых месторождениях Западной Сибири во многом связаны с вовлечением в разработку низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТРИЗ).

Для обобщения опыта разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в период активной выработки месторождений нефти и газа в России в разработке находятся сотни нефтяных месторождений и залежей. Наиболее крупные месторождения в значительной мере уже выработаны. Запасы нефти в сложнопостроенных коллекторах относятся к трудноизвлекаемым.

В настоящее время в развитии нефтяной отрасли встречаются осложнения, определяющиеся фактором существенного ухудшения структуры запасов, сложностью их извлечения и увеличением доли

трудноизвлекаемых запасов. Обусловливается это тем, что ввод большого числа высокопродуктивных залежей и месторождений в позднюю стадию разработки, характеризуется обычно резким ростом обводненности и интенсивным снижением добычи нефти, так и неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вторично вводимых в разработку. Огромная часть месторождений находится на поздней стадии разработки. Остаточные запасы нефти по ним относятся к трудноизвлекаемым – это низкопроницаемые пласты небольшой толщины, подгазовые залежи, сложное техническое состояние фонда, высоковязкие нефти, большая доля аварийных скважин.

В полной мере увеличение *трудноизвлекаемых запасов нефти* в стране делает особенно актуальной проблему создания и применения эффективных технологий для соответствующих геолого-физических условий, использования более новых и совершенных в полном объеме методов моделирования разработки месторождений.

Большинство старых уникальных нефтяных месторождений, обеспечивающих в прошлом основную долю добываемой нефти, истощено. Эксплуатационные объекты новых месторождений или новые пласты старых, истощенных месторождений обладают низкими фильтрационно – емкостными свойствами, неоднородностью, сложностью геологического строения. Для подбора соответствующих технологий извлечения нефти необходимо учитывать физические и химические процессы, оказывающие существенное влияние на выработку трудноизвлекаемых запасов.

Новые залежи и месторождения, вводимые в разработку, приурочены к коллекторам низкой проницаемости, характеризуются сложным строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон, повышенной вязкостью нефти. Большую роль в разработке играет эффективность программы ГТМ, связанная с отсутствием отработанных прогрессивных технологий РИР, БС и сложной структурой остаточных запасов месторождений.

Извлечение остаточных или вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов нефти связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и эксплуатации скважин. Новой инфраструктурой месторождения в целом. Как правило, разработка этих запасов с применением традиционных технологий заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти и коэффициентами ее извлечения из пласта.

Схожая ситуация характерна и для нефтяной отрасли многих ведущих компаний мира, которые также подвергаются угрозе падения добычи нефти при неизменном или даже повышенном росте ее потребления.

Решение задачи по повышению степени выработки запасов нефти связано с прогнозированием и предотвращения ряда причин формирования остаточной нефти. Как правило, к этим причинам относятся неоднородное строение коллектора, различия в свойствах пластовой нефти и вытесняющего агента, усиливающиеся в условиях проявления аномально вязких свойств нефти, неоднородное поле скоростей фильтрации и градиентов давления.

Также, большую роль в разработке трудноизвлекаемых запасов играет техническое состояние фонда. Промысловый контроль за выработкой запасов геофизическими методами - один из ключевых инструментов позволяющих понять внутрипластовые процессы, влияющие на эффективность разработки. Сложность геологического строения пласта, низкая изученность краевых зон залежи могут быть связаны с высокими геологическими и экономическими рисками проектного фонда. На месторождении вопросам контроля за выработкой запасов должно уделяется должное внимание.

Библиографический список

1. Ленченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физикохимическими методами / Л. Е. Ленченкова. - Москва: Недра, 1998. – С. 394
2. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / В. А. Коротенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013, с.159.

Искусственный интеллект в нефтяной технике

Хадави М.М., Мостаджеран Г.М., Хадавимогаддам Ф.

Российский университет дружбы народов, г. Москва

В течение последних двух десятилетий нефтяная отрасль во всем мире переживала быстрый рост числа приложений искусственного интеллекта (ИИ). Этот рост числа применений искусственного интеллекта связан с большей доступностью специалистов-людей и публикацией большего количества тематических исследований.

Искусственный интеллект (ИИ) - это наука и техника создания интеллектуальных машин. ИИ занимается разработкой способов заставить компьютеры выполнять задачи, которые ранее считались требующими человеческого интеллекта. Исследования искусственного интеллекта делятся на две основные категории; исследования, которые пытаются имитировать работу человеческого мозга, и исследования, которые понимают и применяют методологии мышления. Первый - это

искусственные нейронные сети (ANN), а второй - классический искусственный интеллект. С тех пор, как в середине 1980-х методы искусственного интеллекта были приведены в соответствие с традиционной архитектурой компьютерного оборудования, стали доступны их приложения для разведки и добычи нефти. Искусственные нейронные сети, системы нечеткой логики и экспертные системы - это три технологии искусственного интеллекта, которые имеют большое влияние в нефтяной промышленности.

Искусственные нейронные сети (рис. 1), биологически вдохновленная компьютерная методология, способны учиться, имитируя метод обучения, используемый в человеческом мозге. Это взаимосвязанная сборка простых обрабатывающих элементов, блоков или нейронов, функциональность которых в значительной степени основана на нейроне мозга. Способность сети к обработке сохраняется в сильных сторонах или весах соединения между блоками, получаемых в процессе адаптации или обучения на основе набора обучающих шаблонов. Нейронные сети хорошо подходят для сложных задач. Как правило, они имеют большие степени свободы, поэтому они могут улавливать нелинейность изучаемого процесса лучше, чем традиционные методы регрессии.

Механика нейросетевой работы

Искусственная нейронная сеть представляет собой совокупность нейронов, которые расположены в определенных формациях. Нейроны сгруппированы в слои. Многослойная сеть обычно состоит из входного слоя, одного или нескольких скрытых слоев и выходного слоя. Количество нейронов во входном слое соответствует количеству параметров, которые представляются в сеть в качестве входных данных. То же самое верно для выходного слоя. Обратите внимание, что анализ нейронных сетей не ограничивается одним выходом и что нейронные сети могут быть обучены строить нейромодели с несколькими выходами. Нейроны в скрытом слое или слоях отвечают прежде всего за извлечение объектов. Они обеспечивают увеличенную размерность и учитывают такие задачи, как классификация и распознавание образов.

На рис. 2 представлена принципиальная схема полностью подключенной трехслойной нейронной сети.

Ученые и практики нейронных сетей классифицировали многие виды существующих нейронных сетей. Одна из самых популярных классификаций основана на методах обучения. Нейронные сети можно разделить на две основные категории на основе методов обучения: контролируемые и неконтролируемые. Незащищенные нейронные сети, также известные как самоорганизующиеся карты, в основном представляют собой алгоритмы кластеризации и классификации. Они использовались в нефтегазовой промышленности для интерпретации каротажа скважин и определения литологии. Они называются

неконтролируемыми, поскольку обратная связь с сетью не предоставляется. В сети предлагается классифицировать входные векторы по группам и кластерам. Это требует определенной степени избыточности во входных данных; следовательно, понятие, что избыточность является знанием.

В типичной процедуре обработки нейронных данных база данных делится на три отдельные части, называемые обучающими, калибровочными и проверочными наборами. Учебный комплект используется для разработки желаемой сети. В этом процессе (в зависимости от используемой парадигмы) желаемый результат в обучающем наборе используется, чтобы помочь сети отрегулировать веса между ее нейронами или элементами обработки.

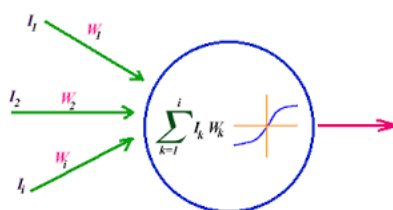


Рис 1 - Искусственный нейрон или обрабатывающий элемент.

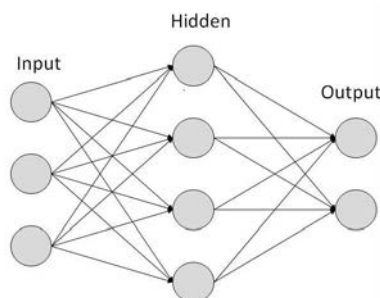


Рисунок 2 - Типичная нейронная сеть

Применение в нефтяной и газовой промышленности

Здравый смысл указывает на то, что, если проблему можно решить обычными методами, нейронные сети (или любые другие методы виртуального интеллекта) не должны использоваться для ее решения. Например, балансировка вашей чековой книжки с нейронной сетью не рекомендуется. Хотя существует академическая ценность для решения простых задач, таких как полиномы и дифференциальные уравнения, с нейронными сетями для демонстрации своих возможностей, их следует использовать в основном для решения задач, которые в противном случае очень трудоемки или просто невозможны для решения обычными методами.

Нейронные сети продемонстрировали большой потенциал для получения точного анализа и результатов из больших исторических баз данных, таких данных, которые инженеры могут не считать ценными или уместными в обычных процессах моделирования и анализа. Нейронные

сети следует использовать в тех случаях, когда математическое моделирование не является практическим вариантом. Это может быть связано с тем, что все параметры, вовлеченные в конкретный процесс, неизвестны и / или взаимосвязь параметров слишком сложна для математического моделирования системы. В таких случаях нейронная сеть может быть построена для наблюдения за поведением системы (какой тип выходных данных создается в результате определенного набора входных данных) и пытается имитировать ее функциональные возможности и поведение. В следующем разделе мы представляем некоторые примеры применения искусственных нейронных сетей для решения проблем, связанных с нефтяной техникой.

Библиографический список:

1. Hopfield, J. J. Neural Networks and Physical Systems With Emergent Collective Computational Abilities/ J. J. Hopfield // Proc., Natl. Academy of Science. – 1982. - № 79, - P. 2554.
2. Rumelhart, D. E. Parallel Distributed Processing, Exploration in the Microstructure of Cognition, Foundations / D. E. Rumelhart, J. L. McClellan. - Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 1986, - № 1.
3. Mohaghegh, S. Petroleum Reservoir Characterization with the Aid of Artificial Neural Networks / S. Mohaghegh, R. Arefi, S. Ameri // J. Pet. Sci. & Eng. – 1996. - № 16. – P. 263.
4. Mohaghegh, S. Virtual Measurement of Heterogeneous Formation Permeability Using Geophysical Well Log Responses / S. Mohaghegh, R. Arefi, S. Ameri // Log Analyst. – 1996. - № 32.

Научный руководитель – Фомин М.Б., Кандидат физико-математических наук, Доцент.

The Application of polymer enhanced CO₂ foam for enhanced oil recovery purposes

Chuykov E. A.

Gubkin State University of Oil and Gas

In recent years, CO₂ foam flooding has been widely recognized as a promising EOR method in terms of its outstanding ability to increase swept volume as well as improving the displacement efficiency. The efficiency of foam flooding is usually determined by one major foam property which is foam stability [1]. It is stability that is responsible for foam robustness towards severe reservoir conditions as high temperature and pressure. Polymers are considered to be appropriate candidates for foam stability enhancement [2].

There are two main objects of this project. The first object is to figure out the best performing polymer in terms of foam stability enhancement under reservoir conditions of 10 MPa and 85 °C. The second object is to evaluate the technological expediency of polymer enhanced CO₂ foam flooding for enhanced oil recovery purposes.

For estimating the efficiency of polymers as foam stabilizers conventional hydrolyzed polymacrylamide polymers and non-conventional associative polymer Superpusher were selected. Foam stability tests have been conducted in the presence of crude oil. The case study, investigating the efficiency of polymer enhanced CO₂ foam flooding as an EOR method, represents an experimental comparison of foam flooding and CO₂ injection. The key parameter as oil recovery factor has been appraised. Furthermore, core flooding was performed to optimize operation parameters such as injection mode and volume ratio of gas/liquid phase.

During the research the following conclusions have been made:

- Among all studied polymers an associative polymer Superpusher significantly increased foam stability and provided a more prolonged liquid drainage;
- Ultimate oil recovery by the foam flooding was better than with pure CO₂ injection;
- Direct CO₂ foam injection displayed prominent advantage over the simultaneous injection of the gas and liquid-altering gas injection;
- Optimal gas/liquid ratio is determined as between 3:1 and 4:1 where the cumulative oil may reach up the greatest value.

References:

1. Laboratory Investigations on CO₂ Foam Flooding for Mature Fields in Western Australia Presented at the Offshore Technology Conference Asia / X. Xu [et al.]. - Kuala Lumpur, Malaysia: OTC Paper, 2018. - №. 26415-MS.
2. Christensen, J. R. Review of WAG Field Experience, Presented at the International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico / J. R. Christensen, E. H. Stenby, A. Skauge. - Villahermosa, Mexico: SPE Paper, 1998. - №. 39883-MS.
3. Experimental Investigation and Optimization of Polymer Enhanced CO₂ Foam Stability and Apparent Viscosity / A. Shehzad [et al.]. - Dammam, Saudi Arabia: SPE Paper, 2018. - №. 188018-MS.
4. Dugstad, O. Improved Understanding of CO₂/Foam EOR Techniques by aid of Tracer Technology, Presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition / O. Dugstad, K. Opel, I. Fjelde. - Vienna, Austria: SPE Paper, 2011. - №. 142985-MS.
5. Injection of CO₂ Foam for Improved Oil Recovery in Viscous Oil Reservoirs Offshore Bohai Bay China, Presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference / H. Liao [et al.]. - Tulsa, Oklahoma, USA: SPE Paper, 2017. - №. 179584-MS.

6. Nitrogen Foam Flooding Test for Controlling Water Cut and Enhance Oil Recovery in Conventional Oil Reservoirs of China Offshore oilfield», Presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition / K.Q. Ma [et al.]. - Jakarta, Indonesia: SPE Paper, 2013. - №. 165808-MS.

7. Investigation on a Novel Polymer with Surface Activity for Polymer Enhanced CO₂ foam flooding, Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry / X. Xu [et al.]. - Woodland, Texas: SPE Paper, 2015. - №. 173716-MS.

Supervisor: Assoc. Prof. Yazynina I.V.

Динамика температурного поля в пласте при тепловом воздействии на продуктивный пласт на примере Русского месторождения

Янгиров Р.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тепловое воздействие – один из основных способов выработки нефтяной залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти (высоковязкие, остаточные после их выработки методом заводнения). Суть внутрипластового горения (ВГ) заключается в использовании забойных топливных горелок, электрических нагревателей, химических реагентов в зажигательной скважине (нагнетательной). ВГ может быть реализовано в двух вариантах: внутрипластовое горение нефти и жидкофазное окисление нефти.

Связи с особенностями технологии как приемистостью на больших глубинах на любой стадии разработки, отсутствием теплопотерь на поверхности и по стволу скважины, легкодоступностью рабочего агента (воздуха), это технология является эффективной и экономически выгодной по сравнению с закачкой пара [4].

Эффективность реализации процесса ВГ зависит от оптимального выбора залежи и признаков, влияющих на экономическое и успешное применение ВГ. При этом следует учитывать глубину залегания пласта, его мощность и обводненность, запасы нефти и плотность нефти, пластовое давление, коллекторские свойства пласта и его геологическое строение, а также первоначальную нефтеотдачу и проницаемость пласта [1].

ВГ рекомендуется применять для нефтяных залежей глубиной до 1500м, чем меньше глубина залегания, тем меньше затраты на реализацию технологии, для ВГ наиболее благоприятен продуктивный пласт с мощностью от 3 до 25м. При этом остаточная нефтенасыщенность должна быть не менее 50-60 %, а первоначальная обводненность – не более 40%. Вязкость и плотность не менее 5сП и 0,82 г/см³, пористость не менее 12-14 % [2].

В данной статье представлена модель распределения фронта температуры при воздействии на продуктивный пласт в процессе ВГ на Русском месторождении.

Русское месторождение является уникальным месторождением, содержащим стратегические объемы запасов УВ. Стадия опытно-промышленных работ длительностью более 20 лет свидетельствует о его сложности и неоднозначности: высоковязкие нефти, неконсолидированный коллектор, мощная газовая шапка, подошвенная вода, расположение в арктических условиях определяют свои задачи сейсморазведки, геофизики, разработки, добычи и эксплуатации.

Промышленная нефтегазоносность данного месторождения установлена в породах сеноманских отложений и приурочена к пластам Покурской свиты. Пласты залегают на глубину 800-900м. Начальное пластовое давление варьируется от 7 - 9,1 МПа, пластовая температура от 12-22⁰С. Нефть характерна как тяжелая - плотность 939-942 кг/м³, вязкость в пределах от 220-250 сП. Пористость и проницаемость составляют от 23-29% и 38-65 мД соответственно.

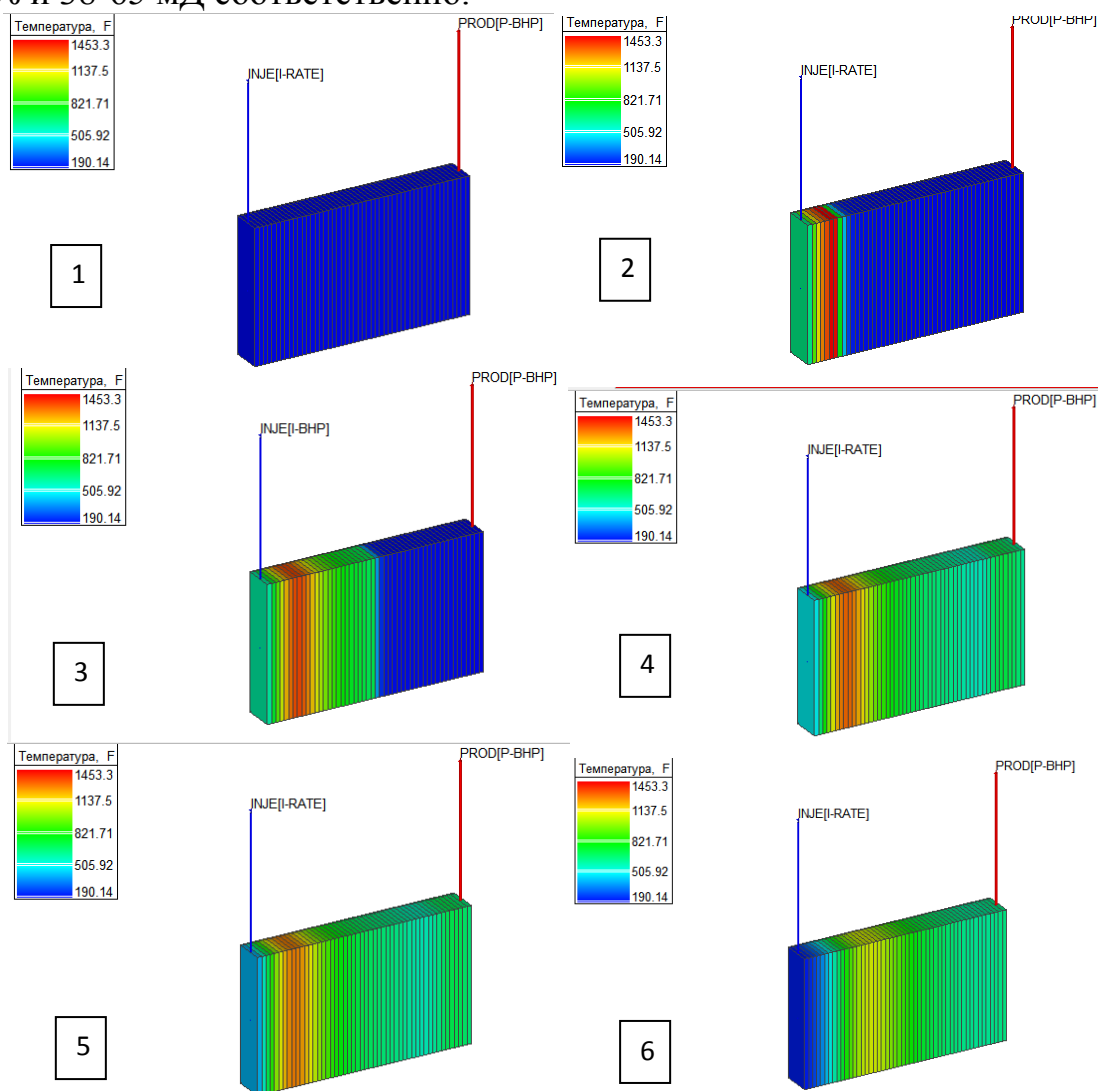


Рисунок 1. 3D Рассчитанная карта температурного поля,

1.01-01-2019

6.08-06-2021

2.11-03-2019

3.27-10-2019

4.13-03-2020

5.06-07-2020

На рисунке 1 представлен фронт движения температурного поля от нагнетательной скважины (injection well) к добывающей (production well). Как видно из рисунка, со временем температура растет и распространяется по пласту, а затем уменьшается. Снижение температуры объясняется теплообменом между источником горения и пластовым флюидом (нефтью и водой) и самим пластом, что приводит к снижению вязкости, вследствие повышения температуры.

С увеличением воздушного отношения окислительная реакция расширяется. Температура при перемещении фронта горения определяет механизм теплопередачи и вытеснение нефти. Таким образом, в процессе вытеснения нефти при ВГ одновременно принимаются почти все методы интенсификации добычи нефти.

Горение в нефтяном пласте осуществляется при наличии тяжелой нефти, оставляющей за собой при вытеснении и нагревании достаточное количество кокса. Для стабилизации горения в нефтяной пласт необходимо доставлять недостающее количество топлива вместе с воздухом. По фронту движения очага горения ширина горючей зоны в пласте увеличивается. Это приводит к увеличению расхода тепла на тепловую обработку пласта и ускорению темпа обработки.

Библиографический список

1. Отчет Шлюмберже Лоджелко Инк. по договору №810-10 «Создание стратегии освоения Русского месторождения». Этап 1. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/>

2. Сваровская, М. Г. Анализ применимости методов увеличения нефтеотдачи на месторождении высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера / М. Г. Сваровская, В. Г. Борисов. - Москва: АЕЕС SPE, 2011. – С. 6.

3. *Selection of the EOR Methods for the Russkoe High-viscosity Oil Field Based on Laboratory and Field Experiments / I. Edelman [et al.]*. - Санкт-Петербург: EAGE, 2013. - 18 с.

4. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения / И. Эдельман [и др.]. – Москва: АЕЕС SPE, 2011. - 16 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. физико-мат. наук, доцент.

4D исследования для постоянного мониторинга подземных хранилищ природного газа

Шади. А., Алик. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Подземные хранилища природного газа являются неотъемлемой составляющей энергетической системы страны. В настоящее время не только добыча, но и хранение газа является очень важным вопросом [1]. В мире насчитывается более 606 подземных хранилищ газа с рабочим объемом газа более 340 млрд. куб. м. 200 млрд. куб. м от общего рабочего объема газа находятся в Европе и Центральной Азии [2].

Как известно природный газ может храниться под давлением несколькими способами. Наиболее распространенные типы хранения: в истощенных или частично выработанных газовых и нефтяных, газоконденсатных месторождениях, в водоносных структурах, и соляных кавернах. Каждый тип хранения имеет свои собственные физические и экономические характеристики, которые определяют его пригодность для конкретных применений рис.2.

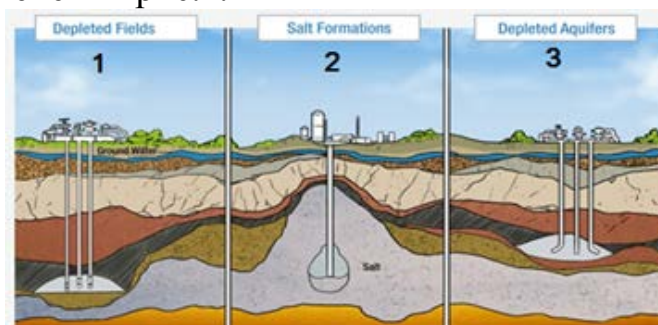


Рисунок 2. Виды подземных хранилищ газа; 1-Истощенны газовые или нефтяные месторождения, 2-Соляные каверны, 3-Водонасыщенные пласты.

Наиболее важными характеристики подземного хранилища газа являются: его способность удерживать природный газ для дальнейшего использования и скорость отбора и закачки газа [3]. Срок эксплуатации ПХГ составляет минимум 50 лет, но Большинство ПХГ находится в эксплуатации более чем 25 лет (почти половина срока эксплуатации), тем не менее, существует целый ряд ПХГ который вышли из эксплуатации.

Поэтому для эффективной эксплуатации очень важно улучшить систему геолого-промыслового контроля при эксплуатации ПХГ и повышение эффективности эксплуатации ПХГ и продление срока его эксплуатации с помощью геолого-технологического моделирования.

Какие возможность нам дает использования геолого-технологического моделирования:

- осуществлять прогнозные тестирования эксплуатируемых объектов на разных режимах посредством симуляции в краткосрочном и долгосрочном режимах (дни, месяцы, годы);
- определить оптимальные режимы эксплуатации;
- задавать групповое и индивидуальное управление скважинами с ограничением дебита для определенных категорий скважин;
- сопоставить проектные показатели освоения объекта с фактическими;
- оценить эффективность использования порового объема и принять решения по увеличению газпотдачи пласта.

Экономическая эффективность:

Решение вышеперечисленных геолого-промысловых задач позволит решить главную задачу – экономически эффективная эксплуатация месторождения:

- Увеличение процента извлечения углеводородов
- Уменьшение безвозвратных потерь углеводородов
- Предупреждение неэффективных затрат путем моделирования сценариев эксплуатации, а не реализации их «вживую»
- Моделирование рационального сценария эксплуатации «Максимальное освоение - минимальные затраты»
- определить точки для бурения новых скважин.

но для постоянного обновления геологическую и динамическую модели при эксплуатации ПХГ или в процессах инъекций, надо использовать 4D геофизических методов, такие как 4D сейсмический исследования или 4D магнитотеллурический исследования.

4D Сейсмические методы более широко распространены и используются в управлении нефтяными и газовыми месторождениями. Этот метод дает хорошую информацию о состоянии флюидов в резервуаре, но этот метод очень дорог и не имеет экономической возможности в небольших резервуарах и время интерпретации занимает больше года (рис.3) [1, с. 48].

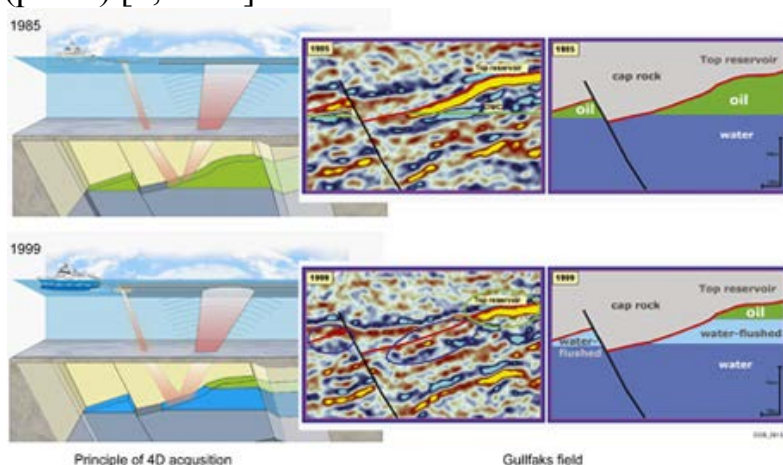


Рисунок 3. состояния флюидов по результаты 4D Сейсмические методы.

4D магнитотеллурический исследования более современный метод, дает точная понятия о состоянии флюидов в резервуаре благодаря различной сопротивляемости флюидов рис.4. [2, с. 31]

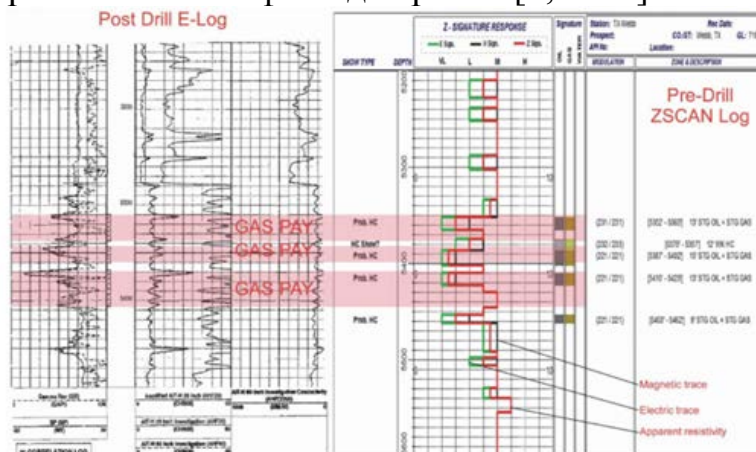


Рисунок 4. сравнения между электрозондирования в зеленом цвете, МТЗ в черном цвете и кажущееся сопротивление в красном цвете.

Этот метод не дорог и имеет экономической возможности в небольших резервуарах и время интерпретации занимает на много меньше особенно при обновлении 3д модель. [3, с. 2]

4D магнитотеллурический исследования является оптимальный вариант благодаря скорости интерпретации и точны границы флюидов (рис.5). [4, с. 72]



Рисунок 5. Схематическая модель процессы инъекций

Библиографический список

1. Fanchi, J. R. Flow models time 4D seismic surveys / J. R. Fanchi // OGI. - 1999. - P. 46-51
2. Sando, I. A. 4D Geophysical Data / I. A. Sando, R. Elde, // Journal GEOExPRO. - 2009. - Vol. 6. - №. 5. - P. 29-32
3. Gray, D. Quantify the Economic Value of Geophysical Information / D. Gray // Journal RECORDER. – 2011. - Vol. 36. - №. 3.
4. Electromagnetic monitoring of CO2 sequestration in deep reservoirs / M. S. Zhdanov [et al.] // First break. – 2013. – vol. 31. - P. 71-78

Научный руководитель: профессор А.К. Ягагаров

Тампонажный материал на основе гидравлического магнезиального вяжущего

Митина Н.А., Боженок А.Е.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

Одними из основополагающих свойств тампонажных материалов в современных условиях добычи газа и нефти являются водостойкость, коррозионностойкость и газонепроницаемость. Это связано с повышенным содержанием сероводородной и углекислотной флюидных фаз, а также присутствием в породе минерализованных вод и отложений растворимых солей.

Применяемые в настоящее время тампонажные материалы основаны на использовании тампонажного портландцементного вяжущего. Данный материал удовлетворяет нормативным требованиям, однако все более возрастающие технологические и эксплуатационные требования крепления оборудования и обсадных колонн в экстремальных условиях вынуждает искать новые подходы к данному материалу. Для повышения водо- и газонепроницаемости, коррозионной стойкости портландцементных тампонажных материалов используют различные приемы: модификация химического и минералогического состава, то есть выполнение требований по содержанию коррозионностойких, сульфатостойких минералов в составе портландцементного клинкера; введение добавок различного назначения: повышающих прочность цементного камня, пластифицирующих, снижающих водопотребность, повышающих газонепроницаемость.

Тампонажный материал, полученный на основе портландцемента, затворенного водой или раствором хлорида натрия, не способен образовывать адгезионные связи с водорастворимыми солями и формировать на границе с ними флюидонепроницаемый контакт. Получение достаточно прочных связей между цементным камнем и породами, соляными и другими агрессивными, возможно только при наличии химического сродства солей и применяемых материалов [8].

Известно, что магнезиальные цементы, представляющие собой продукт химической реакции взаимодействия оксида магния (MgO) с водным раствором хлорида магния ($MgCl_2$) при затвердевании на контакте с водорастворимыми природными солями: галитом, карналлитом, бишофитом и сильвинитом, формируют цементный камень, образующий прочную на кристаллохимическом уровне связь. Помимо этого, магнезиальные цементы характеризуются и высокой стойкостью в контакте с водными растворами этих солей. В результате получаем

магнезиальный тампонажный материал, позволяющий проводить цементирование обсадных колонн скважин в мерзлых грунтах, в присутствии агрессивных солевых отложений [1]. Однако, оксихлоридный магнезиальный цемент характеризуется низкой стойкостью к сопротивлению пресной и минерализованной воды. Это воздушное вяжущее, которое может служить только в условиях пониженной влажности.

Для решения этой проблемы можно использовать магнезиальный гидравлический водостойкий цемент, разработанный учеными Томского политехнического университета [2]. Использование в качестве жидкости затворения водный раствор бикарбоната магния позволяет получить магнезиальный цементный камень с водонерастворимыми кристаллическими фазами. Материал отличается плотной водо- и газонепроницаемой структурой. Контакт с минеральными водами, содержащими растворенный углекислый газ дополнительно упрочняет структуру. Таким образом, по своим характеристикам магнезиальный гидравлический водостойкий цемент может быть использован для получения тампонажных материалов.

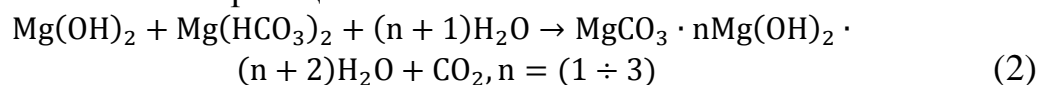
Целью настоящих исследований является определение возможности использования гидравлического магнезиального цемента для применения в составе тампонажного материала.

В качестве исходных компонентов исследуемого магнезиального вяжущего использовали порошок каустического магнезита марки ПМК-75 производства ООО «Сибирские порошки» с содержанием активного оксида магния не менее 75 %, и водный раствор бикарбоната магния, выступающий в роли жидкости для затворения, с концентрацией 13-19 г/л.

При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



В результате последовательного протекания реакций в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидрокарбоната магния. Образующиеся вещества нерастворимы в воде, что определяет повышенный коэффициент гидратационного твердения.

Основными технологическими свойствами, определяющими качество тампонажного материала являются: растекаемость цементного раствора, по которому определяется оптимальное количество жидкости затворения; плотность тампонажного раствора, позволяющая отнести тампонажный материал к тяжелым или легким растворам, определяющее

уровень его применения в скважине; водоотдача тампонажного магниезиального раствора, который прогнозирует качество цементного камня; прочностные характеристики затвердевшего цементного камня в возрасте 2 суток.

В результате проведенных испытаний гидравлического магниезиального вяжущего получены следующие данные (табл. 1).

Таблица 1

Результаты испытаний магниезиального тампонажного материала

Характеристика	Значение (характеристика)
Плотность	1,57 г/см ³
Растекаемость	220 мм при В/Т=0,65
Водоотделение	4 мл
Прочность при изгибе на 2 сут.	1,6-2,2 МПа
Коэффициент водостойкости	1
Степень сродства с вмещающими породами	Высокая адгезия и сродство практически со всеми породами
Экологические аспекты	Являются полными аналогами природных минералов брусита, магнезита и гидрокарбонатов магния

При твердении вяжущей композиции из каустического магнезита MgO и раствора Mg(HCO₃)₂ образуются гидрокарбонаты магния с общей формулой MgCO₃·Mg(OH)₂·nH₂O или MgCO₃·nH₂O. Данные соединения нерастворимы в воде, создают прочную водостойкую непроницаемую структуру магниезиального цементного камня, способного твердеть во влажных и водных условиях. В силу этого композицию гидравлического магниезиального вяжущего можно использовать в качестве тампонажного материала, особенно в присутствии минерализованных (карбонатных) вод и солевых растворов. Цементный магниезиальный камень характеризуется регулируемыми сроками схватывания – конец схватывания не позднее 8 часов, высокой прочностью при твердении в воде до 35 МПа, высоким сродством с вмещающими породами, а, следовательно, высоким сцеплением с породой, высокой водостойкостью и коррозионностойкостью в солевых растворах. Одним из основных достоинств разработки является полная экологичность применяемых материалов – получаемые в результате соединения являются полными аналогами существующих в природе.

Библиографический список

1. Перспективы использования магниезиальных тампонажных материалов при освоении недр подземными горными выработками. / Г. М. Толкачев [и др.] // Вестник КРСУ. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 187-189.
2. Митина, Н. А. Формирование структуры цементного камня при гидратации и твердении гидрокарбонатного магниезиального вяжущего / Н.

Применение бескомпрессорного газлифта на нефтяных многопластовых месторождениях с высоким газовым фактором

Квеско А.Р.

*Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа,
г. Красноярск*

Месторождения Ванкорского кластера отличаются высоким газовым фактором, его продуктивные горизонты имеют песчаный состав и приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской (верхний берриас – нижний валанжин) и яковлевской (средний апт – средний альб) свит.

Анализ пластового давления и компенсации по основным пластам Ванкорского месторождения показывает:

- темпы падения пластового давления очень велики,
- для поддержания объёмов добычи снижается забойное давление;
- текущая компенсация достигает на данный момент только 80%.

Наращивание закачки и достижение текущей стопроцентной компенсации планируется только к 2020 году, что позволит снизить темпы падения пластового давления. Однако, такое наращивание накопленной компенсации практически невыполнимо, поскольку при увеличении закачки по скважинам действующего нагнетательного фонда возникает опасность автогидролиза пласта. Бурение же дополнительных нагнетательных скважин весьма дорогостоящее мероприятие.

Исходя из наличия большого количества свободного газа поступающего из пласта, даже на скважинах с высоким процентом обводнения, на месторождении можно использовать внутрискважинный газлифт.

На рис.1 представлен пример работы скважины ххх, из анализа которого становится очевидным, что несмотря на влияние нагнетательных скважин и роста обводнённости, пластовое давление неуклонно снижается.

При снижении пластового давления Рпл до определённых значений (апрель 2018) происходит «прорыв» газа из газовой шапки в пяточную часть интервала фильтров с характерным снижением дебита жидкости и нефти. Объясняется это невозможностью увеличения депрессии установками УЭЦН по причине срывов подачи из-за влияния газа.

Обычно в такой ситуации обращаются к использованию газлифта. Особенно интересно применение бескомпрессорного газлифта, т.к. не требует дополнительных затрат на строительство компрессорной станции.

В условиях Ванкорского месторождения можно воспользоваться геологией многопластового месторождения (рис.2), позволяющей использовать запасы газа из газовой шапки нижележащего пласта для добычи флюида из вышележащего (пласты НХ-III-IV и Як- III-VII).

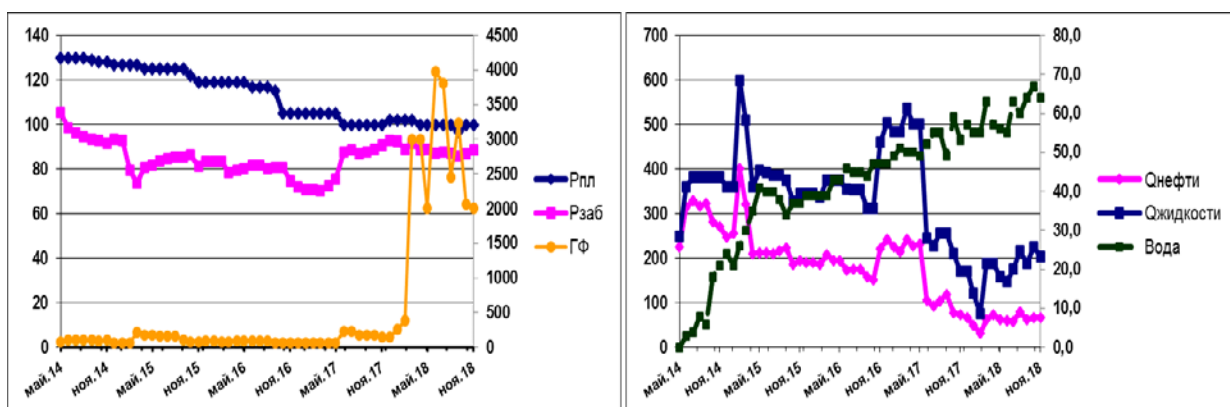


Рис.1. Изменение режима работы скважины при прорыве газа из газовой шапки

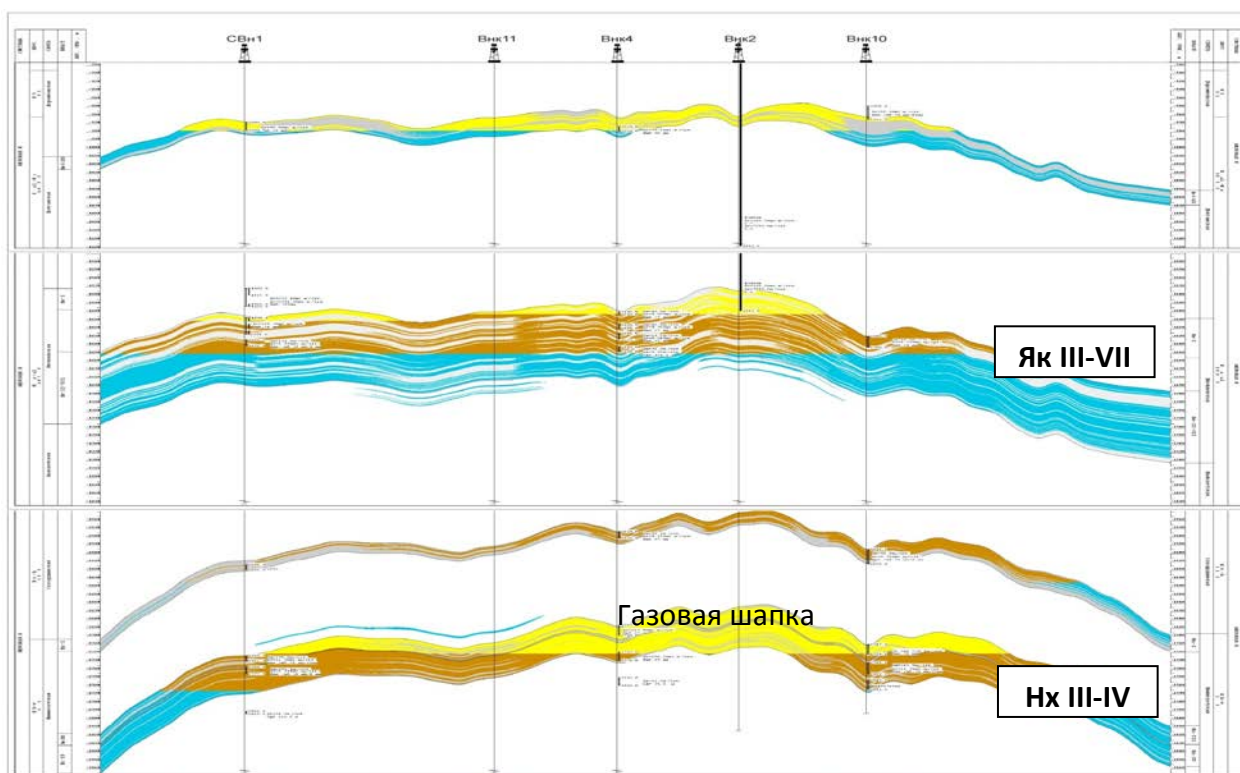


Рис.2. Геологический разрез Ванкорского месторождения

Внедрение газлифтного (бескомпрессорного внутрискважинного) способа добычи нефти на примере конкретных скважин месторождений Ванкорского кластера позволит достичь дополнительной добычи и экономического эффекта.

Для реализации такого подхода предложена компоновка, представленная ниже (Рис.3), включающая в себя НКТ, перфорированную напротив нефтеносного пласта и регулируемую штуцерную камеру, установленную под пакером, разделяющим флюиды, поступающие из пластов.

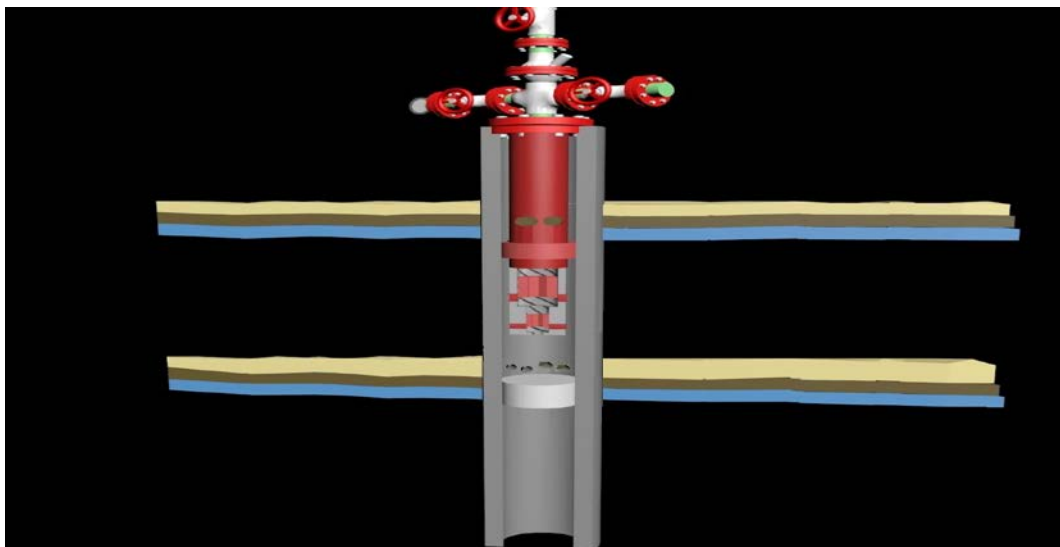


Рис.3. Компоновка внутрискважинного газлифта для двух пластов

Преимуществом предлагаемого решения является возможность нескольких режимов эксплуатации скважины, регулировка проходного диаметра штуцера без извлечения на поверхность внутрискважинного оборудования, что позволяет минимизировать затраты на аренду подземного оборудования и экономию электроэнергии.

Учитывая геологию Ванкорского кластера, и его многопластовость, сочетающуюся с высоким газовым фактором, можно применить данный подход для разработки Тагульского месторождения, в составе которого многопластовость ярко выражена.

Библиографический список

1. Абдуллин, Ф. С. Добыча нефти и газа: учебное пособие для рабочих / Ф. С. Абдуллин. – Москва: Недра, 1983. - С. 256.
2. Мукерджи, Х. Производительность скважин. Руководство / Х. Мукерджи. - Москва, 2001. – 183 с.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учеб, для техникумов / А. И. Акульшин [и др.]. – Москва: Недра, 1989. – 480 с.

Strategic plan to meet the increase in demand for energy by 2030

Daniel Praise Oluwadamilola

Kazan National Research Technological University, Kazan

Introduction. While forecasts show that the demand for oil will increase through 2040, the global outlook for energy is changing. About 77 percent of global energy will be generated by fossil fuels, but a greening of fossil fuels is anticipated because of lower CO₂ emissions and a transition to increased use of natural gas. Renewables are the fastest-growing energy source, with consumption increasing by an average of 2.3 percent per year. The oil and gas industry, its workforce, and resource-rich economies must plan for what lies ahead.

Aim. My paper evaluates the use of incentives for exploration through fiscal, land tenure options and other global practices. Reviews regulatory models in other jurisdictions to identify new structures for improved outcomes, establish networking and information sharing forums to facilitate operator-supplier collaborations to increase access to global supply chains. Identifies and communicates current and future oil and gas workforce education and training requirements to support an evolving industry.

Material and method. Materials used include Newfoundland Labrador's The Way Forward, BP outlook 2018, EIA 2018, world energy outlook 2018, oil and gas journal Russia etc. Methods include critical thinking, cognitive analysis, etc.

Results. My paper envisions shortened time from prospectivity to production, sustainable operations phase direct employment of thousands of people, a robust innovative global supply and service sector, commercial gas production, renewable and oil and gas integrated in a world-class energy cluster and accelerated development. My work will lead to increased explorations results in new discoveries and higher production, new supplier capabilities, diversification and export opportunities, improved global competitiveness, regulatory and fiscal certainty, innovation, new skills, lower costs and a solid plan to keep the oil and gas sector relevant and unshaken world-wide for many more years to come.

Conclusion. I have also made known that while there is significant potential for growth to 2030 and subsequent decades, the potential of this industry can only be achieved through collaboration and a strong stakeholder commitment to achieve that vision. The sector requires our strong will to work together to achieve sustainable growth in the industry.

Research supervisor: Tarentyeva Natalia Alexandrovna.

Освоение скважины с помощью гидромониторного устройства с использованием солянокислотных растворов

Дугбее Т.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация

Освоение скважины составляет особый технологический цикл, который завершает ее строительство. Качество освоения и результаты последующей эксплуатации скважины зависят от того, насколько удастся восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта. В данной статье рассматривается освоение скважины с открытыми боковыми стволами с помощью гидромониторного устройства с использованием солянокислотных растворов.

Ключевые слова: Освоение скважины, Технология гидравлического освоения необсаженных стволов (ГОНС), Вторичное вскрытие, перфорация.

Цель вторичного вскрытия пласта состоит в том, чтобы создавалась связь между пластом и скважиной для ее эксплуатации. Для решения данной задачи применяются следующие методы: 1. Создание больших отверстий в эксплуатационной колонне, что позволяет снизить фильтрационное сопротивление на границе скважина пласт. 2. Ориентация входных перфорационных отверстий согласно региональной трещиноватости, что позволяет снизить фильтрационные напряжения в пласте. 3. Использование Технологии гидравлического освоения необсаженных стволов (ГОНС).

Технология гидравлического освоения необсаженных стволов (ГОНС) служит для интенсификации притока нефти в низкодебитных и обводненных скважинах с необсаженными боковыми стволами и успешно применяется в НГДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть – Добыча». Перед проведением технологии ГОНС, скважина должна быть прошаблонирована. Часть эксплуатационной колонны обрабатывают гидравлическим скребком для удаления коррозии. Гидравлическое воздействие на пласт выполняется гидропескоструйным перфоратором типа АП6М100 или гидроперфоратора конструкции ООО «БашНИПИнефть».



Рис. 14. Гидроперфоратор АП6М100

В качестве технологической жидкости для проведения вторичного вскрытия используют раствор HCl, концентрация кислоты составляет 14%. После достижения перфоратором проектной глубины, через лубрикатор в колонну НКТ сбрасывают шар-клапан и продолжают процесс замены жидкости в скважине. После посадки шара в седло гидроперфоратора нагнетаемый соляно кислотный раствор (СКР) получает выход только через гидромониторные насадки. Закачку производят двумя насосными агрегатами УНЦ-125х32К. После обработки всех выделенных интервалов поднимается гидроперфоратор и спускается НКТ со специальным шаблоном до забоя скважины и проводят пенокислотную обработку в объеме 20 м³ СКР 24...27% концентрации с добавлением 200кг пенообразователя ОП-10. После того как скважину поставили на 12 часовое реагирование, проводят поинтервальную пенную очистку скважины начиная с забоя и через каждые 80 м, прокачивают за один цикл 5м³ пресной воды с добавлением 50 кг ОП-10 на одну обработку. Опускают НКТ до забоя и промывают скважину обратной промывкой дегазированной нефтью в объеме скважины. Эффективность метода обусловлена сочетанием гидравлического и химического воздействия на пласт и простотой конструкции (отсутствие трущихся поверхностей). Технология применяется в необсаженных стволах скважины, поэтому для проведения кислотной обработки на обсаженных интервалах необходимы дополнительные материальные затраты. Также необходимо учитывать закольматированность породы при выборе данного метода.

Библиографический список

1. Лягов, И. А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра [Электронный ресурс] / И. А. Лягов // Нефтегазовое дело. – 2014. – Режим доступа: <https://goo.gl/j6nAoY>.
2. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин [Электронный ресурс] / А. В. Лягов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – С. 160-175. – Режим доступа: <https://goo.gl/U9suTd>

The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry

Al-Shargabi Mohammed Abdulsalam Taha Sallam

Udmurt State University, Izhevsk

Abstract

Globally, crude oil is an invaluable source of energy and raw materials for major industries that are related to daily life. However, the oil and gas industry is facing a significant number of environmental, technical, and industrial challenges that require the development of different technologies to meet production goals, as well as industrial and environmental regulations.

This article introduces a description of the petroleum industry from exploration up to petrochemical production and highlights the impact of nanotechnology in different but related processes.

Keywords Crude oil

- Nanotechnology
- Oil and gas industry
- Upstream
- Midstream
- Downstream and refining

Crude oil is a complex mixture that contains different organic hydrocarbon molecules; generally, 83-87% carbon, 11-15% hydrogen, 0.05-6% sulfur, nitrogen 0.1-2%, oxygen 0.05-1.5%, and metals < 0.1%. Several types of hydrocarbon molecules are present in crude oil with relative percentages of each varying from one oil type to another, thus determining the properties of each oil. The average range of the composition by weight includes hydrocarbon alkanes (paraffin-saturated chains) 15-60%, naphthenes (saturated rings) 30-60%, aromatics (unsaturated rings) 3-30%, and asphaltic 2-10%. The term petroleum covers

- ✓ Naturally occurring unprocessed crude oil and
- ✓ Petroleum products made up of refined crude oil

In nanotechnology, different synthesis methods can be used to produce effective nanomaterials, which can contribute to making unique sensors and imaging contrast agents. The optical, magnetic, and electrical properties of these nanomaterials can be changed greatly when compared with their bulk counterparts. Besides, they can form percolated structures electrically and geometrically at low volume fractions. A combination of the nanoparticles and smart fluids can generate a very effective sensor that can work properly in very difficult conditions and provide accurate measurements of temperature, pressure, oil flow rate, and stress in deep wells. Nanomaterials have great potential for use as markers for imaging when it is combined with advanced computational techniques and magnetic probes. The reservoir characterization and the pore sizing can be enhanced when the nanomaterial segregates into various fluid

regions by chemical techniques. The pore size, high surface area, and mobility of the nanoparticles are absolutely essential in such imaging. Researchers are developing nanosensors which have the ability to provide information and data about fluid-type recognition, fluid-flow monitoring, and which are able to penetrate into deep wells and perform reservoir characterization. Furthermore, hyperpolarized silicon nanoparticles also have potential applications in oil imaging and exploration. A nano-CT machine could also play an important role in providing data on the pore-size distribution and images for shale and gas sand. The goal of nanotechnology in this field is to develop a nanorobot which is capable of comprehensively mapping and measuring the effective characteristics of the reservoir.

Wellheads and Drilling, The oil well exploration is followed by the drilling of a natural gas or oil well. Then, there should be a verification of whether the available natural gas is commercially suitable in terms of quantity. At this stage, the well can be completed to allow petroleum to be extracted to the surface. Wellheads can be defined as components at the surface of an oil or gas well that provide the structural and pressure-containing interface for the drilling and production tools. Wellheads are used to provide the suspension point and pressure seals for the casing strings which run from the bottom of the hole-sections to the surface pressure control equipment. In this stage, the well hole is strengthened with casing, the pressure and temperature are evaluated for the formation, and the proper equipment is installed to ensure an efficient flow of natural gas from the well which is controlled with a choke.

Nanotechnology offers innovative techniques for drilling processes which depend on water-based fluid. These methods could make a dramatic change in the drilling process performance, are low in cost, and can be applied using straightforward methods. Besides, nanotechnology-based solutions have less impact on the environment since the fluid used does not contain toxic chemical materials, which is the case with conventional fluid drilling. Nanomaterials can be applied to plug pores in the shale formation, which prevents the formation of a filter cake, which is usually responsible for fluid loss reduction and the formation of fractures. Nanoparticles can be added to the used drilling fluid to minimize the thickness of the filter cake by reducing the permeability of the shale formation. As a result, nanotechnology is a potential solution which could play an important role in increasing the drilling process quality and enhancing the wellbore stability.

Bit balling, Nanomaterials drilling mud with the hydrophobic film forming capability on the bit and stabilizer surfaces is used to eliminate the bit and stabilize balling. Due to their high surface area, nanomaterials fluid could be used for drilling in shale which is very reactive, highly pliable, and tenacious. Due to the fine and very thin film forming capability of nanomaterials, the nanomaterials-based fluid may

References

1. Tawfik, A. S. Nanotechnology in Oil and Gas Industries: Principles and Applications / A. S. Tawfik. - Dhahran, Saudi Arabia, 2018. - P. 1-219.
2. Nassar N. N. Nanotechnology for Enhancing In-Situ Recovery and Upgrading of Oil and Gas Processing / N. N. Nassar, B. Farid. - Calgary, Canada, 2012. - P. 10-250.
3. Khavkin, A. Y. Nanotechnology in production of oil and gas / A. Y. Khavkin, N. N. Nassar, B. Farid. - Izhevsk, Russia, 2012. -P. 5-176.

Scientific supervisor: Khavkin Alexander Yakovlevich, Professor, Oil and Gas Institute name after. M.S. Gutseriev at the Udmurt State University.

Корректировка газоконденсатной характеристики уренгойского месторождения

Кузнецова Д.Р., Инякина Е.И.

«Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Цель данной работы выполнить анализ изменения газоконденсатной характеристики (ГКХ) и скорректировать зависимость потенциального содержания конденсата (P_{C5+}) в добываемом газе от пластового давления, на основании результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) за весь период эксплуатации объектов разработки. Данная зависимость непосредственно используется для расчета количества извлекаемого конденсата при проектировании разработки месторождения. В процессе сравнительного анализа полученных зависимостей необходимо установить отклонение проектных значений от фактических.

Для того, чтобы оценить изменение ГКХ в процессе разработки валанжинских отложений Уренгойского месторождения, каждый год на эксплуатационных скважинах, с учетом программы исследовательских работ, проводятся текущие ГКИ. В первые годы разработки Уренгойского месторождения, из-за отсутствия необходимого количества устьевых сепараторов, исследования проводились, преимущественно, методом двухступенчатой сепарации с применением замерных сепараторов на УКПГ. В настоящее время исследования на газоконденсатность проводятся только через устьевые сепараторы.

Для получения достоверной информации о ГКХ, согласно Р Газпром 086-2010 [1] газоконденсатные исследования рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 10 % от пластового давления. Рекомендуемые условия послужили критерием для оценки кондиционных значений о газоконденсатной характеристике, полученной в

процессе ГКИ. Проведенная обработка исходной информации показала, что удовлетворяющими данным требованиям являются результаты более 60 % исследований. В ходе эксплуатации газоконденсатных залежей происходит увеличение доли несоответствующих условиям Р Газпром 086-2010 [1] исследований, вызванное закономерным снижением пластового давления и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), что не позволяет проводить газоконденсатные исследования при рекомендуемых условиях.

В связи с тем, что большой массив данных, получаемый из обработки результатов проведенных газоконденсатных исследований, не соответствует минимальным требованиям инструкции, нет возможности получить достоверные данные на основе обработки всего массива данных. Для дальнейшего анализа необходимо провести отбор ГКИ, условия проведения которых удовлетворяли Инструкции.

На основании данных, полученных эмпирическим путем и прошедших отбор на соответствие требованиям Инструкции, строится график. На нем приводятся результаты ГКИ, полученные эмпирическим способом, а так же проектная кривая, характеризующая содержание конденсата в зависимости от пластового давления, и предлагаемая корректировка проектной линии. В процессе эксплуатации скважин происходит закономерное снижение потенциального содержания C_{5+} . По результатам сопоставления фактических данных с расчетной кривой, утвержденной в проектном документе, наблюдается незначительное несогласование (рисунок 1), которое определяет корректировку кривой зависимости PC_{5+} от давления.

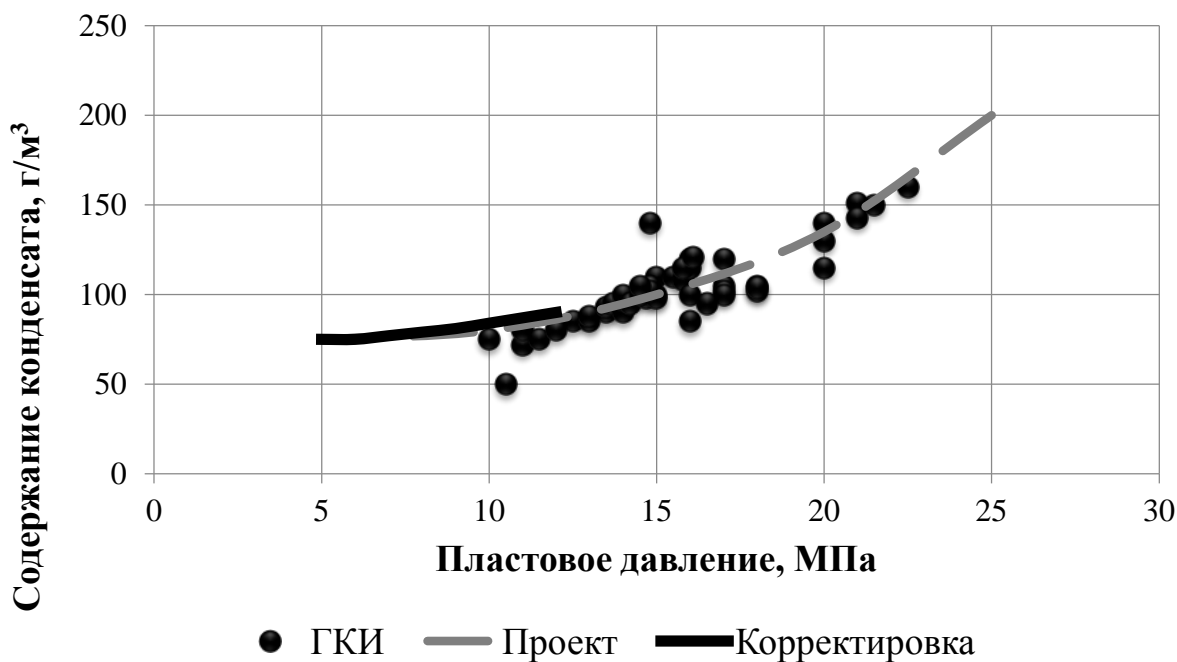


Рисунок 1 – Изменение потенциального содержания C_{5+} в процессе снижения пластового давления

Библиографический список

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. I.: Р Газпром 086-2010. – Москва: Газпром ЭКСПО, 2011. – 234 с.

2. Исследование газоконденсатной характеристики при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В. В. Инякин [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. XI – №5 (60) – С. 48-49.

3. Инякин, В. В. Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов / В. В. Инякин // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной науч.-практ. конф. Т. 2. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 69-70.

Решение проблемы обледенения объектов морского нефтегазового промысла

Мишин В.А.

Российский Государственный Университет нефти и газа

имени И.М. Губкина, г. Москва

Брызговое обледенение – существенный аспект «винтеризации» (подготовки объектов к работе в суровых природно-климатических условиях).

На начальном этапе реализации исследования была поставлена задача доказать актуальность данной проблемы. С этой целью был проведен сбор данных метеорологических агентств России, США и Норвегии по зафиксированным случаям брызгового обледенения судов и другим морских объектов. На рисунке 1 представлены результаты.



Рисунок 1. Более 3500 случаев брызгового обледенения зафиксировано за 2017 год.

Следующим шагом стало решение вопроса об актуальности данного исследования для объектов морского нефтегазового промысла на арктическом шельфе России. Была поставлена цель – рассмотреть Баренцевоморскую нефтегазовую область (далее НГО), НГО моря Лаптевых, Обско-Тазовскую НГО, Восточно-Сибирскую НГО и Чукотскую НГО и показать, что данное природно-климатическое явление имеет место в открытых и перспективных месторождениях углеводородов.

Были выделены факторы, влияющие на интенсивность брызгового обледенения, а также на его поражающую способность. К таким факторам относятся: температура атмосферного воздуха, температура воды, скорость ветра, геометрические характеристики волн, а также соленость воды. В зависимости от данных параметров, брызговое обледенение было разбито на 5 классов опасности.

Дальше с помощью метеорологических данных по регионам, была построена карта (Рисунок 2). Данная карта позволила сказать, что наиболее перспективные месторождения углеводородов арктического шельфа России находятся в регионах, в которых наиболее интенсивно проявляется брызговое обледенение.

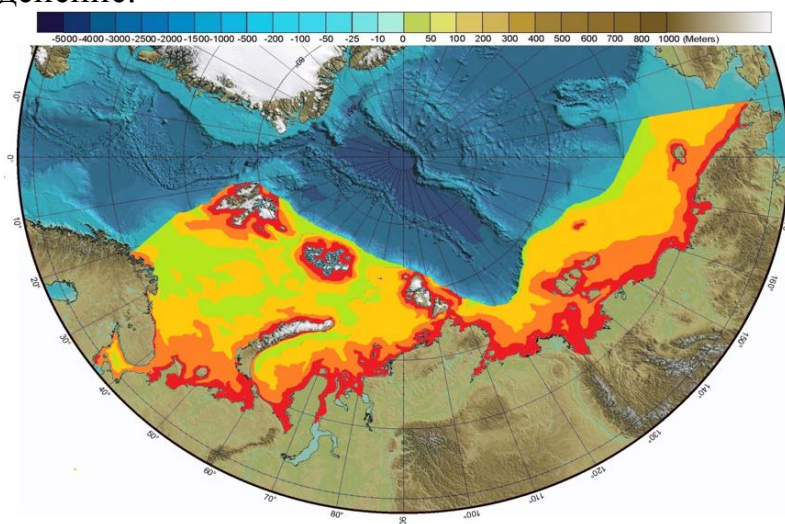


Рисунок 2. Карта опасности ледового воздействия на морские сооружения на шельфе арктических море России.

Красный цвет – наибольшая ледовая опасность, оранжевый цвет – угроза существует, желтый цвет – угроза минимальна, зеленый цвет – угроза отсутствует вообще.

Исследование, представленное выше отчетливо дает понимание актуальности данного проекта для освоения российского арктического шельфа.

Результаты моделирования ледообразования показали, что брызговое обледенения может не только значительно осложнить работу промысла, но и привести к остановке работы промысла и выводу из строя промыслового оборудования.

Следующим шагом реализации проекта стал анализ существующих методов противодействия последствиям брызгового обледенения (как в отечественной литературе, так и зарубежной).

Самый распространенный метод – метод ручной сколки льда, несущий большой риск травматизма для персонала.

Автором работы предполагается использование системы комплексного обогрева (разветвлённой системой труб), позволяющей избежать обледенения поверхности морской платформы, пешеходных дорожек, эвакуационных путей и площадок для эвакуационного транспорта. Однако, данный метод не позволяет эффективно противостоять обледенению корпусов оборудования, находящихся на открытой поверхности, а также поручней и граней палубы.

Схема предложенного метода представлена на рисунке 3.

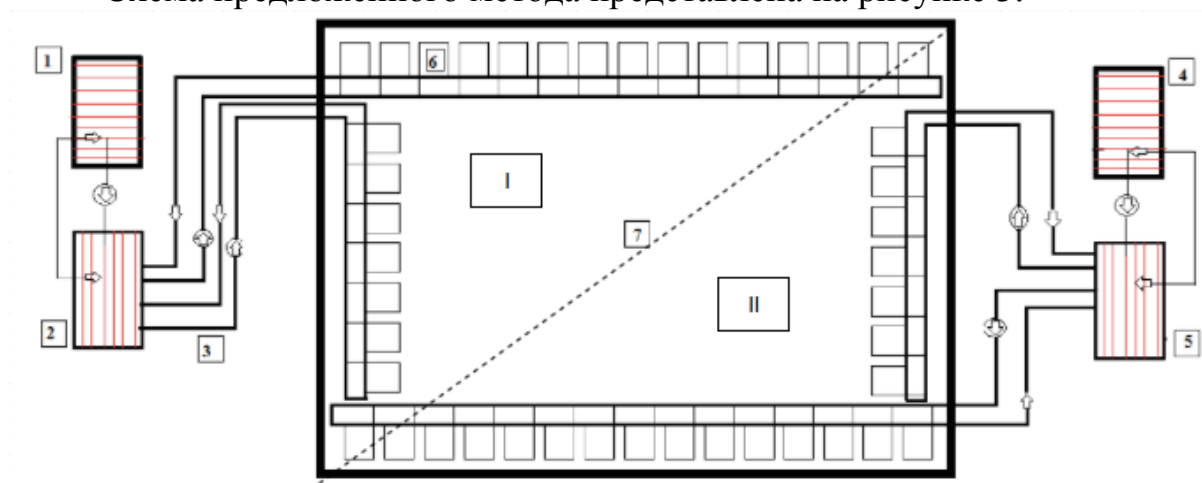


Рисунок 3. Схема установки.

1,4 – Газовые печи, 2,5 – Теплообменные аппараты, 3 – система труб с $d_{\text{вн}} = 50$ мм, 6 – система труб с $d_{\text{вн}} = 10$ мм

Трубы заполнены рабочим агентом – антифриз (с необходимой температурой замерзания). Газовые печи работают на попутном природном газе, что позволяет сократить экономические расходы.

Система действует следующим образом: заблаговременно (по метеорологическим прогнозам) включается система нагрева (по результатам расчета наиболее эффективное время запуска за 12 часов до начала брызгового обледенения), в зависимости от класса опасности температура рабочего агента меняется от 40 до 80 °С. Задача системы прогрев поверхности до температуры -2 °С.

Расчет данной модели был проведен с использованием теории конвективного теплообмена (формула Ньютона-Рихмана), показавшей технологическую эффективность метода.

Выводы

Данное исследование направлено на решение проблемы брызгового обледенения на объектах морского нефтегазового промысла, снизить риск получения травм рабочего персонала, при работе в трудных природно-климатических условиях Арктики.

На сегодня не существует ни одного эффективного метода, позволяющим нейтрализовать последствия брызгового обледенения или предотвратить образование данных последствий.

Проделанная работа и предложенный метод должны помочь при решении данной проблемы.

Научный руководитель: к.т.н. Богатырева Е.В.

Построение модели искусственной нейронной сети для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи и разработка 3D модели для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении

Лебедева А.Ю., Скоров Д.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Одной из самых важных задач в нефтяной промышленности является увеличение нефтеотдачи. Для достижения этой цели люди используют методы увеличения нефтеотдачи (МУН), выбор, который для определенных месторождений достаточно сложен. В результате для упрощения выбора МУН люди стали создавать искусственные нейронные сети.

Цель: построить модель искусственной нейронной сети для выбора оптимального МУН и разработать 3D модель для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении

Задачи:

- **Найти и проанализировать** данные с различных месторождений;
- **Определить** необходимые признаки для выбора МУН;
- **Построить** искусственную нейронную сеть в среде программирования *Python*.

Полученные результаты:

- Построена искусственная нейронная сеть для выбора МУН;
- Разработана 3D модель для анализа применения методов воздействия.

Область применения:

Данная технология может применяться на любом месторождении, где необходимо выбрать МУН. Она позволяет быстрее и с большой точностью подобрать оптимальный, эффективный метод для месторождения с его индивидуальными параметрами.

Научный руководитель: доцент Пятибратов П.В.

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

From trash to gas: implementation of low-cost technology for biogas generation from organic wastes as an alternative to renewable energy

Bello Ayomikun Sunday

Kazan National Research Technological University, Kazan

Summary

The current global energy supply is highly dependent on fossil sources such as crude oil, lignite, natural gas, and so on. These are fossilized remains of dead plants and animals, which have been exposed to heat and pressure in the Earth's crust over hundreds of millions of years. For this reason, these fossil fuels are non-renewable resources.

Then, I began to wonder why the world will prefer a non-renewable energy source to a renewable one and an expensive one to a cheap one.

My research is based mainly on the production of biogas as an alternative to the non-renewable fossil fuels. To achieve this, I was able to break down animal waste which serves as organic matter, in the absence of oxygen. The most interesting and beautiful thing about my project is that after the gas is being produced, the residual matter is used as fertilizer. So, in the course of this project, no product will be wasted. This, hereby, suggests an environmental-friendly project.

Proposal

One of the main environmental problems of today's society is the continuously increasing production of inorganic wastes. In many countries, sustainable waste management as well as waste prevention and reduction have become major political priorities, representing an important share of the common efforts to reduce pollution and greenhouse gas emissions and to mitigate global climate changes.

Production of biogas through anaerobic digestion of animal manure and other inorganic wastes converts these substrates into renewable energy and offers a natural fertilizer for agriculture. At the same time, it removes the organic fraction from the overall waste streams, increasing the way the efficiency of energy conversion by incineration of the remaining wastes and the biochemical stability of landfill sites.

Results

The process of biogas formation is a result of linked process steps in which the initial material is continuously broken down into smaller units. Specific groups of micro-organisms are involved in each individual step. These organisms successively decompose the products of the previous steps. The diagram below highlights the four main steps: Hydrolysis, Acidogenesis, Acetogenesis and Methanogenesis.

Conclusion/report

Biogas can be distributed through the existing natural gas networks and can be used for same purposes as natural gas or it can be compressed and used as renewable vehicle fuel. Before injection into the natural gas grid or to utilization as vehicle fuel, biogas must undergo an upgrading process, where all contaminants as well as CO₂ are removed and the content of methane is increased from the usual 50-75% to more than 95%. The upgraded biogas is often named biomethane.

Biogas is much more convenient to use than traditional fuels, such as firewood, dried dung and even liquid petroleum product. The smoke from other fuels makes pots dirty and irritates the eyes, where biogas gives a very hot clean flame. Biogas can be used in engines to drive machinery, water pumps or generate electricity. Groups of farmers can cooperate to buy and run a biogas plant with an engine and they will all benefit from the income earned from a cottage industry, such as a grain mill, or perhaps from the increased crop production resulting from pumped irrigation.

Biogas is a form of renewable energy and we are hopeful that it becomes much more integrated in our daily lives. Look around you and consider how you can best utilize the waste organic material that surrounds you. It is likely that a biogas plant could be developed to capitalize on this waste.

Bibliography, references and acknowledgements

1. A Guide to Biogas: From Production to Use, Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection. - Federal Republic of Germany, 2010.
2. Amon, T. Biogas production from farmyard manure / T. Amon, J. Boxberger. - Vienna, Austria.
3. Health and Safety in biomass systems / K. Allan [et al.]
4. Pakistan Science Club

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Транспортировка ПГ арктического шельфа

Д. С. Братских, К.Д. Парфенчик

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

В сегодняшних реалиях все крупные нефтегазовые компании сталкиваются с проблемой выбора маршрутов и способов транспортировки углеводородов потребителям. Совершенствование технологий, таких как производство СПГ, добыча на морском шельфе, рост использования компримированного природного газа увеличили количество альтернативных вариантов доставки и использования продукции.

Состояние газа в Арктике. Основные запасы российской нефти и газа расположены в Сибири и Арктическом шельфе. На водных территориях залегают половина газа нашей страны вместе с четвертью нефти. Большая часть газа сосредоточена в Баренцевом море (примерно 49%) на малых и средних месторождениях.[1]

Газопровод. Инфраструктура Севера не развита, а климат находится в подвижном состоянии. Сооружения трубопроводов в таких климатических условиях является опасным для инвестирования. Большинство потенциальных месторождений для результативной разработки находятся в Баренцевом море, транспортировка будет затруднена приемными терминалами [2].

Важные факторы данного типа:

- долгосрочная перспектива;
- надежность;
- длительность реализации;
- использование 2 способов транспортировки;
- отсутствие мобильности;
- огромные капиталовложения.

Транспортировка на СПГ судне. Один из удачных СПГ проектов – Ямал СПГ. Однако у данного проекта отсутствует возможность взаимодействия с малыми месторождения шельфа. Для эксплуатации газ проходит преждевременную очистку и компримирование.

Важные факторы данного типа:

- строительство терминала, пункта отчистки и компрессорную станцию на суше или использование ближайших пунктов для переработки;
- поддержание одной температуры;
- маленькая вместимость судна (до 300 тыс. м³);
- огромные капиталовложения;
- загрязнение окружающей среды;
- выгодная транспортировка только на большие расстояния.

Транспортировка на CNG судне. Технология КППГ – это новая прорывная технология морской транспортировки природного газа в сжатом состоянии в баллонах на судах CNG. Для его сжатия не требуются такие сложные системы и дорогое оборудование.

CNG суда могут быть по-разному спроектированы, а также могут принимать и отдавать газ самостоятельно, для процесса не нужна предварительная обработка, а фильтры и компрессоры размещают на судне. Возможность использовать конструкционную составляющую нефти-возов обеспечивает проект начальной простотой реализации.

Вместимость КППГ судов достигает 25 млн. м³. Суда данного размера обеспечивают экономически выгодную транспортировку на расстояния от 2,500 км. Соотношение количества газа к расстоянию является идеальным. КППГ обеспечат техническую и экономическую возможность эксплуатации малых и средних труднодоступных месторождений в условиях Арктики за счёт упрощённого процесса загрузки газа и мобильности. Мобильность судов-газовозов является возможностью разгрузки газа через терминал в газораспределительную сеть, хранилище или в суда для дальнейшей речной транспортировки.

К другим преимуществам морской транспортировки КППГ можно отнести:

- потери газа при морской транспортировке КППГ значительно ниже (до 3 %), чем при морской транспортировке СПГ;

- исключение технологической необходимости закачки и откачки балластных вод, как в судах СПГ;

- более низкое энергопотребление (в 3 раза ниже по сравнению с технологией СПГ);

- менее жесткие требования к подготовке сжатого газа для загрузки на газовозы КППГ;

- использование существующих платформ и трубопроводных систем вместо строительства новых терминалов для разгрузки газа.

- гибкость системы.

Фактор реализации проектов транспортировки сжатого природного газа непосредственно с шельфовых месторождений на судах CNG – наличие освоенных технологий подводного обустройства и широкое применение в мировой практике технологии беспричальной загрузки углеводородного сырья на суда с терминалов, устойчивость КППГ к изменению температуры во время транспортировки [3].

Библиографический список

1. Осадчий, А. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы / А. Осадчий // «Наука и жизнь». – 2008. - № 7. – С. 42-46.

2. Эколого-экономическая оценка морской транспортировки сжатого газа / Доцент И. В. Степанов [и др.]. – Москва, 2017. – 248 с.

3. ООО «ИНТАРИ» Руководитель проекта CNG Offshore А. А. Власов. Технология CNG, 2006-2015.

4. Хауг, А. Концепция инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек / А. Хауг // V международная конференция «Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика. – Москва, 2017.

Научный руководитель: Крапивский Е.И., д.т.н.

**Обоснование внесения изменений в проект разработки
низкопроницаемых коллекторов Ачимовских отложений
Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения**

Зайнетдинов Ш.М., Кузьменкова П.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является крупнейшим по запасам газа месторождением в России и разрабатывается с 1978 года. Сегодня для поддержания добычи в разработку вводятся залежи, приуроченные к Ачимовским отложениям [1].

В связи с геолого-физическими характеристиками, а именно аномально-высокое давление 61 МПа и высоким пластовым давлением 110 °С, имеются высокие риски возникновения аварий и осложнений во время строительства скважин, поэтому для их минимизации институтом «ТюменьНИИГипрогаз» был предложен план разработки, включающий в себя разбуривание залежей наклоно-направленными скважинами с проведением на них гидроразрыва пласта (ГРП). Но ранее строительство горизонтальных скважин на Ачимовских отложения было ограничено параметрами используемого оборудования, на сегодняшний день бурение такого рода скважин возможно, что было продемонстрировано компанией ООО «Арктикгаз» на своем лицензионном участке [2].

Моделирование подтверждает, что по дебитам конденсата субгоризонтальные скважины сравнимы с вертикальными с ГРП, а проведение МГРП на субгоризонтальных скважинах увеличивает дебит в 2 раза [3]. Компанией ОАО «ТНК-ВР» для оценки технологической эффективности применения горизонтальных скважин с МГРП в условиях ачимовских залежей Уренгойского НГКМ была построена секторная гидродинамическая модель высокого разрешения для единичной скважины [4]. На этой модели рассчитывались показатели разработки разных вариантов конструкции забоя: вертикальная скважина (ВС) с ГРП, горизонтальная скважина (ГС) с несколькими поперечными либо продольными трещинами ГРП. Были получены следующие результаты:

- Коэффициент продуктивности ГС с МГРП выше в 3 раза по сравнению с ВС с ГРП;
- Увеличение разряжения сетки скважин в 2 раза;
- Снижение депрессии на пласт почти на 9 МПа;
- Сокращение потери конденсата в пласте на 12 %.

Таким образом уже сегодня имеются технологии для строительства горизонтальных или субгоризонтальных скважин с дальнейшим проведением на них МГРП, вдобавок уже накоплен опыт по применению указанного комплекса технологий. Но в связи с гигантской площадью месторождения Уренгойского НГКМ Ачимовские толщи эксплуатируются несколькими компаниями, что требует согласованного между ними плана разработки, поэтому введение ГС с МГРП требует пересмотра ранее утвержденного плана для рациональной эксплуатации Ачимовских залежей и достижения максимальных показателей добычи.

Библиографический список

1. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А. Ю. Корякин [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2017. – № 3. – 8 с.

2. Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ / П. Ю. Доброхлеб [и др.] // SPE-171265-RU. В кн.: Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. - Москва, 2014. – 11 с.

3. Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей / В. П. Тюрин [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 50-53.

4. Многостадийное ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики / А. Э. Игнатьев [и др.] // SPE-149925. В кн.: Конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. – Москва. - 2011. – 13 с.

Научный руководитель: Самойлов А.С., канд. тех. наук, доцент.

Анализ существующих математических моделей оценки скорости эрозии и выбор наиболее применимой к условиям газовых месторождений Западной Сибири

Мезенцева Т.А.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день, на этапе проектирования газосборных сетей учитывается только скорость коррозии, однако это некорректно отображает процесс износа внутренней части трубопровода, поэтому при расчетах необходимо включать влияние эрозии [3].

В отечественной практике процесс эрозионного износа регулируется скоростью потока транспортируемой среды (20 м/с) [2]. Регламентирование скорости транспортируемой среды накладывает определенные ограничения на объемы добываемой продукции, что в свою очередь напрямую влияет на экономическую эффективность проекта. Однако существует альтернативный способ контроля эрозионного процесса. В зарубежной практике это осуществляется посредством контроля скорости темпа эрозии, которая не должна превышать 0,1 мм/год [4].

На газовых месторождениях Западной Сибири актуален вопрос разработки методики безопасной эксплуатации скважин, в частности борьбы с эрозионным износом трубопровода [1]. Процесс эрозии достаточно сложен из-за большого числа параметров, которые он содержит: дебит пластового флюида, скорость твердых элементов потока, свойства флюида, свойства песка, размер и форма его зерен, материал стенок оборудования, геометрия оборудования. Поэтому необходимо рассмотреть существующие математические модели оценки скорости эрозии, для того, чтобы выбрать наиболее оптимальную.

В работе рассматриваются такие математические модели расчета темпа эрозии, как:

- 1) Модель Финнея
- 2) Модель Рабиновича
- 3) API RP 14e
- 4) Модель МакЛари и Ширази
- 5) Модель Жанга
- 6) DNV RP O501
- 7) SPPS

В работе проведен сравнительный анализ существующих математических моделей расчета скорости эрозии. А также на основе фактических замеров с газового месторождения определена сходимость аналитических расчётов с промысловыми данными, после чего определена

наиболее применимая для условий газовых месторождений математическая модель расчета темпа эрозии.

Библиографический список

1. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Изюмченко Д. В. [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 33, № 1 – С. 235-242.
2. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа: СТО ГАЗПРОМ НТП 1.8-001-2004. - Москва, 2004. – С. 163.
3. Ukrai, J. I. Erosion-Corrosion Characterization for Pipeline Materials Using Combined Acoustic Emission and Electrochemical Monitoring / J. I. Ukrai. – 2014. – 322 p.
4. API RP 14E, API recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems // 5th edition – 1991.

Научный руководитель: Заворина А.С., главный специалист ООО «ТННЦ».

Обоснование энергосберегающих решений при эксплуатации установок рекуперации паров в условиях увеличения объемов отгружаемой нефти

Парфенчик К.Д., Пшенин В.В.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Объемы отгрузки нефти через морские нефтяные терминалы РФ ежегодно увеличиваются. Вместе с этим растут риски, связанные с экологической безопасностью, а также возникают новые вызовы в области энергосбережения. Широкое распространение получила технология рекуперации паров нефти. Однако успешность ее применения на практике во многом сдерживается непомерно высокими энергозатратами на улавливание испаряющейся нефти [1].

Таким образом актуальной задачей является снижение энергопотребления установок рекуперации паров в условиях увеличения объемов отгружаемой нефти. Для этого необходимо провести анализ имеющихся резервов по энергосбережению при работе установок рекуперации паров в морских нефтеналивных терминалах и определить рациональное время включения установки рекуперации паров во время операции налива танкера.

Схема отвода паров. В ходе заполнения танкера нефтью, давление в газовом пространстве растет. Избыточный объем газовой смеси отводится на установку рекуперации паров по трубопроводу газовой фазы (Рисунок 1). Установки, как правило, включаются и выключаются одновременно с началом налива. Расход во время налива меняется сложным образом, поскольку на рост давления оказывает влияние не только сокращение ГП танкера, но и массоотдача при испарении нефти. Идея работы состоит в том, чтобы включать установку немного позже начала налива, поскольку в начале налива массовый расход УВ незначителен [2].

Мощность установки и степень очистки паров зависят от расхода ГВС. Чем больше расход, тем степень очистки на установке рекуперации паров хуже, а энергозатраты выше [3].

$$S_{оч} = 100 - k_1 \cdot e^{k_2 \cdot Q} \quad (1)$$

$$N = k_3 \cdot Q + k_4 \cdot Q^2 + k_5 \cdot Q^3, \quad (2)$$

где $k_1 \dots k_5$ – эмпирические коэффициенты.

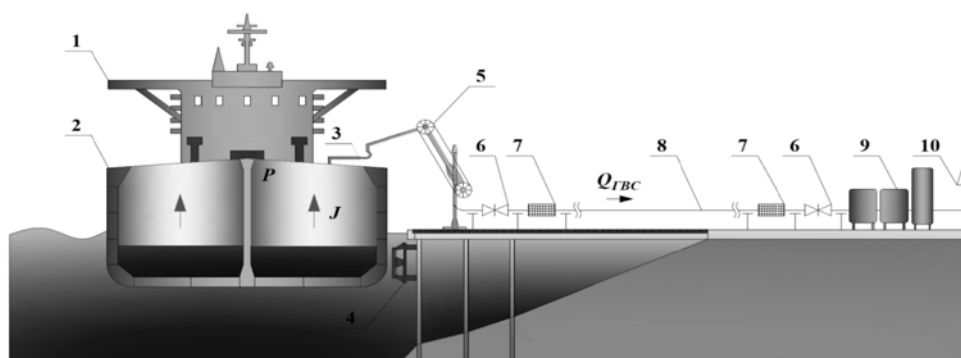


Рисунок 1. Принципиальная схема отвода паров при погрузке танкера в морском нефтеналивном терминале

1 – танкер; 2 – двойной корпус; 3 – узел регулируемого выпуска паров; 4 – узел защиты причальных сооружений; 5 – стендер отвода газовой фазы; 6 – запорно-регулирующая арматура; 7 – детонационный преградитель; 8 – трубопровод отвода газовой фазы; 9 – установка рекуперации паров; 10 – свеча рассеивания.

Финансовый результат от работы УРП складывается из следующих составляющих:

$$\Phi = Д - Э - У, \quad (3)$$

где Д – доход от уловленной нефти, руб.;

Э – затраты на потребляемую УРП электрическую энергию, руб.;

У – стоимостное выражение ущерба от выбросов углеводородов C1-C10 в атмосферу, дополненное упущенной выгодой от безвозвратно потерянной нефти, руб.

$$Д = \sigma_{\text{н}} \cdot \int_{\tau_{\text{вкл}}}^{\tau_{\text{н}}} Q_{\text{ГВС}} \cdot m_{\text{у}} \cdot \frac{S_{\text{оч}}}{100} dt \quad (4)$$

$$\Xi = \sigma_{\text{эл}} \cdot \int_{\tau_{\text{вкл}}}^{\tau_{\text{н}}} N dt \quad (5)$$

$$Y = (\sigma_{\text{уб}} + \sigma_{\text{н}}) \cdot \int_{\tau_{\text{вкл}}}^{\tau_{\text{н}}} Q_{\text{ГВС}} \cdot m_{\text{у}} \cdot \left(1 - \frac{S_{\text{оч}}}{100}\right) dt + \quad (6)$$

$$+(\sigma_{\text{уб}} + \sigma_{\text{н}}) \cdot \int_0^{\tau_{\text{вкл}}} Q_{\text{ГВС}} \cdot m_{\text{у}} dt$$

Приведем пример расчета по предложенному алгоритму на основе данных погрузки танкера. Для прогнозной оценки использованы сведения о тарифах, полученные из открытых источников. Максимальный финансовый результат от работы УРП достигается не при включении одновременно с началом операции налива, а спустя примерно 1 час. Оценочный расчет эффективности предложенного решения показал возможность экономии порядка 4 тыс. руб. за 1 налив (Рисунок 2) или 1,28 млн руб. за год (320 наливов). Капиталовложения состоят в перенастройке ПЛК УРП и настройке АРМ оператора и составляют примерно 0,5 млн. руб.

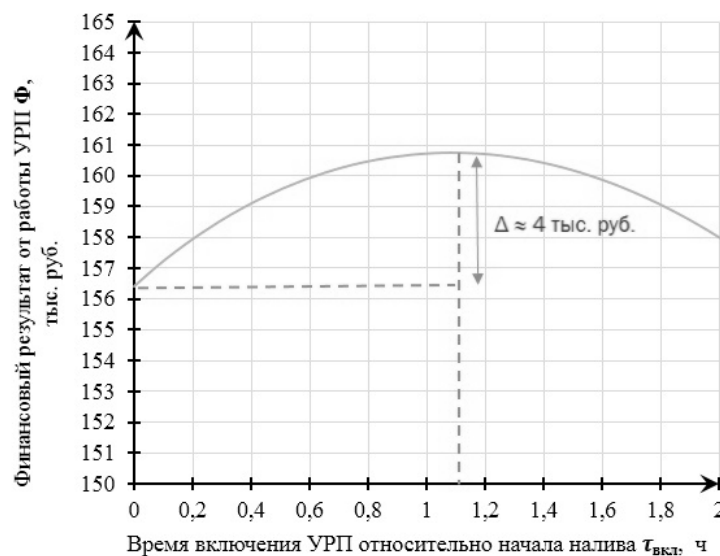


Рисунок 2. Максимальный финансовый результат

В дальнейшем результаты работы могут быть использованы для повышения эффективности работы существующих установок рекуперации паров на морских нефтеналивных терминалах, а также создания высокоэффективной отечественной установки рекуперации паров в рамках стратегической программы по импортозамещению, которая могла бы быть включена в перечень наилучших доступных технологий (ВАТ).

Таким образом, на основе проведенных исследований, предложено решение по управлению временем включения установки рекуперации паров, которое позволяет значительно (на 7%) сократить ее энергопотребление за операцию налива.

Библиографический список

1. Vapour recovery units – guidance on preventing and controlling temperature excursions in carbon beds 2nd edition. – London: Energy Institute, 2008.
2. Mulder, T. VOC recovery systems / T. Mulder // Hydrocarbon Engineering. – 2007. Vol. 12. - Issue 6. - P. 37-40.
3. Пшенин, В. В Моделирование газодинамических процессов при наливке танкеров / В. В. Пшенин, М. Т. Гайсин // Горный информационно аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. - № 28. - С. 3-12.

Научный руководитель: Пшенин В.В., канд. техн. наук, ассистент.

Ремонт трубопроводов. Анализ и выявления наиболее рентабельного метода.

Хусаинов Б.М.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

В процессе эксплуатации трубопроводы и их элементы подвергаются нагрузкам, которые приводят к различным дефектам. Характер износа определяется условиями эксплуатации, свойствами материала, из которого выполнен трубопровод, его конструктивными особенностями, качеством изоляции и т.д. В основном трубопроводы подвержены коррозионному износу, а нарушение условий эксплуатации трубопровода приводит к разрыву трубы, отрыву фланца, выбиванию прокладки, ослаблению болтовых соединений.

В работе представлены три метода ремонта трубопроводов, позволяющие возобновить его работоспособность в кратчайший срок. Метод санации, показанный на рисунке 1, основан на процессе нанесения цементно-песчаного покрытия (ЦПП) на внутреннюю поверхность трубопровода.

Суть метода состоит в том, что в предварительно очищенный механическим способом участок трубопровода вводится разбрызгивающее устройство, которое протягивается через трубопровод при помощи лебедки. В устройство равномерно подается цементно-песчаная смесь из емкости и набрызгивается на стенки ремонтируемого трубопровода. Вторым методом в работе является метод релейнинга (труба в трубе), показанный рисунке 2.

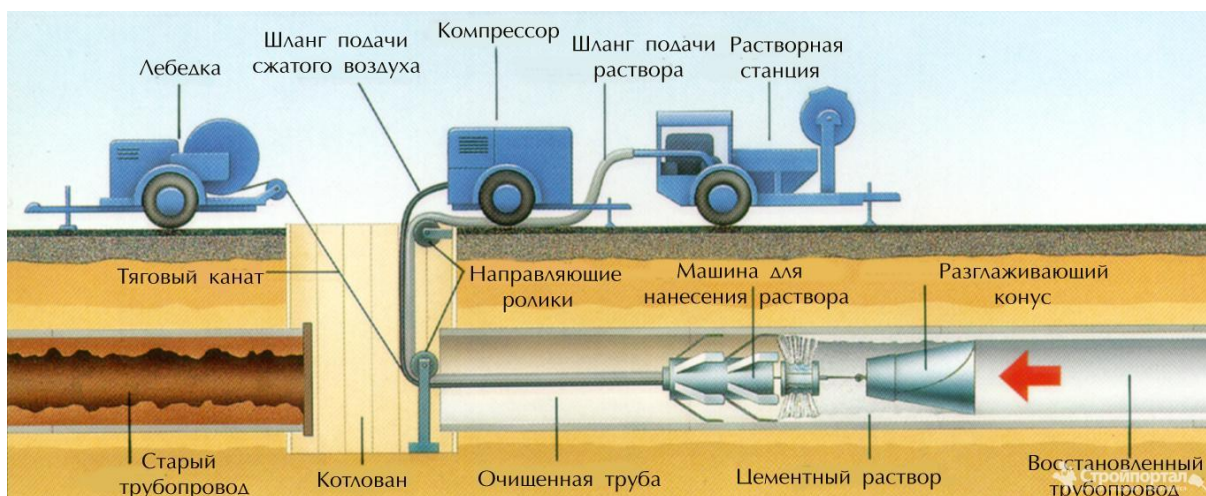


Рисунок 1. Метод ЦПП

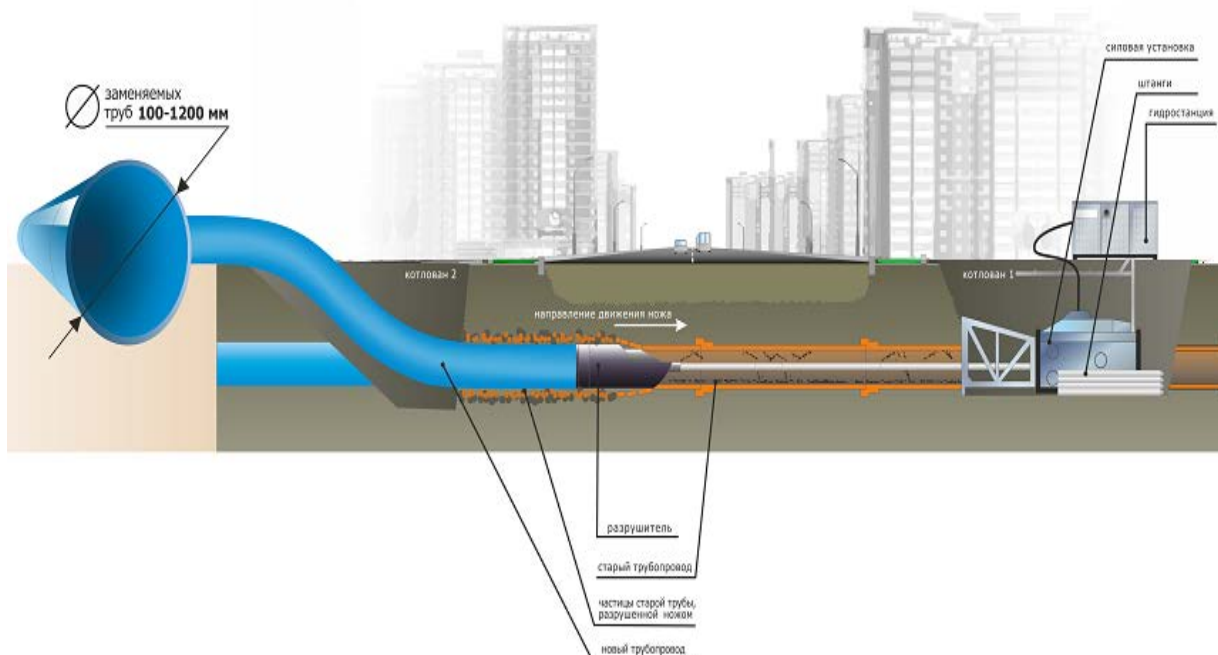


Рисунок 2. Метод «Труба в трубе»

Это способ протягивания внутрь поврежденной трубы новой трубы. При этом старая труба может подвергаться или не подвергаться разрушению. Релейнинг без разрушения старой трубы очень экономичен и не требует больших сроков. Однако труба, протягиваемая внутри старой трубы, имеет меньший диаметр по сравнению с прежней. Использование метода «труба в трубе» позволяет протягивать в старый трубопровод новые участки труб длиной в несколько сотен метров при минимальном объеме земляных работ, в кратчайшие сроки и с наименьшими трудозатратами.

И завершающий метод в работе, метод введения полимерного мягкого рукава в ремонтируемый трубопровод (рисунок 3). Производится

он следующим образом: ремонтируемый участок сети предварительно очищают струей высокого давления и во внутреннюю полость трубопровода протаскивается пропитанный специальной эпоксидной, полиэфирной или полиуретановой композицией стекловолоконный шланг.



Рисунок 3. Метод введения полимерного рукава

Затем шланг под давлением сжатого воздуха или воды принимает форму трубы и полимеризуется в среде транспортируемой жидкостью. При повышении температуры воды композиция затвердевает, создавая прочную, гладкую поверхность и обеспечивает полную герметичность.

Проанализировав данные методы, в работе представлена таблица преимуществ и недостатков этих методов и выявлен наиболее рентабельный метод.

Библиографический список

1. Агачев, В. И. Состояния и перспективы бестраншейного метода восстановления систем водоснабжения и водоотведения / В. И. Агачев, Д. А. Виноградов // Водоснабжения и санитарная техника. – 2003. – № 12. - С. 17-19.
2. Храменков, С. В. Стратегия модернизации водопроводной сети / С. В. Храменков. – Москва: Стройиздат, 2005. - С. 308.

Научный руководитель: Исмагилова З. Ф., канд. техн. наук, доцент.

Обеспечение работоспособности узлов ответвления трубопроводов с укрепляющими (накладными) кольцами

Яковлева Д.Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Одной из актуальных проблем является повышение показателей прочности и надежности опасных участков трубопроводной системы: ответвлений и врезок, которые испытывают напряженно-деформированное состояние, вызванное условиями работы трубопровода, постоянными динамическими нагрузками, средой в трубах и дефектными зонами.

В работе анализируется способ укрепления мест ответвления трубопроводной системы – укрепление усиливающими накладками. По отчетам об авариях за последние 20 лет на местах установки тройниковых соединений можно судить об актуальности данной темы исследования.

Для увеличения надежности мест ответвления трубопровода в работе предлагается использование двух усиливающих накладок, уложенных послойно. Таким образом, укрепляющая способность усиливающего элемента не изменится. Моделирование с использованием численных методов показывает целесообразность данного конструктивного решения. Сравнение моделей с накладками, уложенными послойно, и моделью с одной накладкой показывает, что напряженно-деформированное состояние узла уменьшается, так как зона термического влияния становится меньше. В совокупности данные результаты дают основания судить об эффективности применения двух усиливающих накладок. Это позволяет делать вывод об увеличении ресурса работы узла тройникового соединения трубопроводной системы и снижении вероятности разрушения.

Для безопасной эксплуатации узла используются один из широко распространенных способов укрепления тройникового соединения при помощи усиливающих колец. Конфигурация усиливающих колец представляет собой изогнутую по диаметру трубопровода круглую пластину с отверстием под диаметр ответвления толщиной равной толщине трубопровода. Так как разрушения в трубопроводе приходятся на зону приварки штуцеров, врезки труб и ответвления трубопровода, то конструктивное исполнение колец и геометрия сварных швов должны иметь высшую степень безопасности и контроля выполнения сборочных работ [1].

Отраслевые стандарты и стандарты предприятия ПАО «Газпром» нормируют размеры толщин стенок врезаемых труб в зависимости от трубопровода. Так же стандартизованы усиливающие кольца (накладки). Анализируя технологию изготовления и монтажа усиливающих колец,

предлагается уменьшить величину сварного шва и соответственно зоны термического влияния путем уменьшения толщины самих колец. Прочность узла в предлагаемой конструкции не уменьшится, так как предлагается использовать два кольца вместо одного, но с толщинами вдвое меньше. Зона термического влияния в металле трубы значительно уменьшится. Также на наш взгляд перераспределится напряженно-деформированное состояние в узле тройникового соединения. С целью определения и сравнения напряженно-деформированного состояния в узле при использовании различных конструктивных исполнений колец были проведены численные исследования на моделях в программе ANSYS WORKBENCH в модуле *Static Structural*. Модель представляла собой цилиндрическую трубу с патрубком.

Повышение безопасности опасного участка ответвления и врезки достигается путем установки плоского усиливающего кольца на патрубок. Существующая технология укрепления с помощью одного кольца, как показывает практика, не обеспечивает безопасную эксплуатацию ответвлений. Отчеты об авариях на магистральном трубопроводе указывают на недостаточное обеспечение прочности участков ответвлений [2].

На основании проведенного численного исследования на примере модели основной трубы с патрубком и с двумя усиливающими кольцами, приваренными послойно, можно утверждать о снижении уровня напряжений в области приварки кольца к патрубку.

Библиографический список

1. Гумеров, А. К. Механизмы разрушения магистральных трубопроводов с приварными элементами / А. К. Гумеров, Ф. Ш. Хайрутдинов // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 1-10.

2. Гумеров, К. М. Человеческий фактор при конструировании и эксплуатации сложных узлов нефтепроводов / К. М. Гумеров, Р. Р. Багманов // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2016. – № 4. – С. 72-80.

Научный руководитель: Файрушин А.М. – канд. тех. наук, доцент

Обоснование газоснабжения Южной Европы израильским газом

Крапивский Е.И.¹, Спиридонова А.П.²

¹ - Ухтинский Государственный технический университет, г. Ухта,

² - Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.

В последнее время к числу тех государств, которые пытаются использовать газовый фактор в международных отношениях,

присоединился Израиль, где после обнаружения крупных месторождений природного газа, правительство приняло решение акцентировать внимание на сотрудничестве с зарубежными партнерами, способными помочь в строительстве газотранспортных сетей и добыче «голубого топлива» на территории страны.

Израильский шельф Средиземного моря содержит огромные запасы природного газа. Обнаруженные в 2008 году месторождение «Тамар» и в 2010 годах месторождение «Левиафан» залегают на глубине 1,6 – 2 км под водой на удалении 90-10 км от израильских берегов. Для проведения разработки месторождения требуется бурение на глубину 5-8 км от уровня дна. Предполагаемые объёмы извлечения газа из залежей «Тамар» составляют 300 млрд. м³, «Левиафан» – 500-600 м³.

На сегодня добыча газа на «Левиафане» не производится до сих пор. Но Израиль подписал соглашение со многими странами Южной Европы и в январе 2017 года министры энергетики Италии, Греции, Израиля, Кипра и Египта обсуждают возведение «Средиземноморского потока» - стратегического газопровода от израильских шельфовых месторождений «Левиафан» и «Тамар» через кипрское месторождение «Афродита» с заходом в египетское «Зохран» и далее к берегам Италии и Греции.

Предполагается провести трубопровод, длиной 2.200 километров. При этом ожидаемые объёмы прокачки составляют 12 млрд м³/год с последующим увеличением до 21 млрд м³. Также проведена экономическая оценка строительства данного трубопровода, которая составила приблизительно 6 млрд. \$. И примерные сроки исполнения – восемь лет, промышленная эксплуатация планируется после 2025 года. По нашему мнению, стоимость газопровода занижена в 3 раза, т.к. первая очередь «Северного потока» (55 млрд. м. куб) при длине 1.227 км балтийского мелководья потребовала затрат в 10 млрд. \$.

Добыча природного газа на месторождении «Тамар» началась в 2013 году. За четыре года с момента открытия построена стационарная платформа, трубопровод до портового города Ашдод, подготовлена вся необходимая инфраструктура, кадры и объёмы сбыта на берегу. Инвестиции в проект составили 3 млрд. \$. Собственное потребление газа в Израиле составило 7 млрд. кубометров в 2014 году. Подписан долгосрочный контракт с Иорданией на поставку 15 млрд. м³ в течение 30 лет по сухопутному газопроводу. Кроме того, для тамарского газа возводится завод СПГ. Он обеспечит гибкость танкерного экспорта по рентабельным направлениям.

Альтернативным вариантом газоснабжения Южной Европы с месторождений Израиля является транспортировка сжиженного газа судами газовозами или контейнеровозами, т.к. прокладка магистральных трубопроводов экономически нецелесообразно и главное препятствие для строительства – значительная глубина Средиземного моря, достигающая

3000 м и сложный рельеф. На сегодня самым глубоководным газопроводом считается «Голубой поток» на глубине около 2200 м.

Над месторождением должно располагаться судно (плавучий завод СПГ), с функциями добывающей морской платформы, на палубе которой размещены установки подготовки, очищения и осушки газа, технологические линии для разделения и сжижения газа. Газ добывается, затем очищается от воды, механических примесей и углекислого газа и выделяются высокомолекулярные углеводороды. Далее происходит увеличение давления газа до 300 атм. При этом газ нагревается до 60 градусов Цельсия, затем охлаждение газа морской водой до 3-8 градусов Цельсия. После происходит сброс давления газа морском подводном хранилище до 100 атм. При этом газ охлаждается до минус 45-50 градусов Цельсия. При закачке газового конденсата под давлением 120-150 атм. в количестве 5-10% по массе газ сжижается. Его удельный вес становится около 0,22 кг/л. При давлении около 100 атм. Для перевозки сжиженного газа применяется морская транспортировка, используя стандартные контейнеры и приспособление контейнеровозов под перевозку СПГ (рисунок 3). Вместимость подобного судна будет небольшой – около 10 млн. куб. м природного газа.

Таким образом, наиболее эффективным оказывается морской транспортировка сжиженного природного газа газовозами, причем разработанная технология позволяет обеспечить поставки природного газа в Южную Европу, при этом требования 3 энергопакета Европейского союза (ЕС) выполняются. Также для более крупных объемов перевозки СПГ предлагается строительство специальных судов с использованием емкостей для хранения СПГ, объем и количество которых может быть увеличено по сравнению с автотрейлерами и контейнерами.

Библиографический список

1. Крупномасштабное производство сжиженного природного газа: учебное пособие для вузов / В. С. Вовк [и др.]. – 243 с.

2. Крапивский, Е. И. Морская транспортировка компримированного и сжиженного газа. Монография / Е. И. Крапивский, Г. С. Миннегулова. – 351 с.

3. Обоснование целесообразности и возможности транспортировки компримированного природного газа судами-газовозами по Черному морю из России в Южную Европу / Е. И. Крапивский [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2017. - № 1. – С. 57-69.

4. Кобызев, Д. И. Российско-израильское сотрудничество в топливно-энергетическом секторе [Электронный ресурс] / Д. И. Кобызев. - 2006. -[Режим доступа:] [Дата доступа: 22.01.2013].

5. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под. ред. Ю. Д. Земенкова. – Москва: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

ХИМИЯ, НЕФТЕХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА, ЭКОЛОГИЯ

Перфторэтилизопропилкетон (Novac 1230) - инновация в области пожаротушения на нефтехимических предприятиях

Бичевина Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтехимическая промышленность - это отрасль тяжелой индустрии производства, основанная на производстве синтетических материалов и соединений на основе продуктов переработки нефти и природных горючих газов. В связи с этим, нефтехимические предприятия подвержены пожарным рискам, вызванным использованием горючих, токсичных, легковоспламеняющихся и взрывоопасных материалов. Ликвидация пожаров без урона окружающей среде и угрозе жизни человека – актуальный вопрос, которому следует уделить особое внимание. По оценкам специалистов, в силу ряда факторов «в настоящее время в Российской Федерации сложилась достаточно сложная ситуация с обеспечением безопасности химически опасных производств... угрозы возникновения химических аварий, несмотря на принимаемые меры, за последние годы не снижаются» [1]. Могут ли инновации, которые разрабатывают сегодня специалисты в этой области, решить и предотвратить ряд проблем и угроз без последствий здоровью человека и природе?

От аварии, обусловленных пожарами, на нефтехимических производствах страдает экология, человек. Также производства несут колоссальные убытки от аварий. Есть необходимость решать вопросы, связанные с развитием инноваций в области борьбы с пожарами. Одной из таких инноваций - вещество (ГОТВ) Novac 1230 или перфторэтилизопропилкетон, ставший целью моего исследования.

Novac 1230, сокращенно фторкетон, относят к разряду фторированных кетонов, и представляет собой прозрачную жидкость без ярко выраженного запаха. Жидкость тяжелее воды в 1,5 раз, не проводит электрический ток, не является растворителем, а диэлектрическая проницаемость равна 2,3. Отличительной особенностью перфторэтилизопропилкетона в строении его шестиуглеродной молекулы в совокупности со слабыми связями. Что способствует возможности этого вещества свободно переходить из жидкости в газ, поглощая тепловую энергию огня. Предотвращение пожара происходит благодаря эффекту охлаждения (70%) и химической реакции ингибирования пламени (30%). Содержание кислорода при этом не снижается в закрытом пространстве, что является огромным преимуществом при эвакуации.

Исследования разработчиков показали, что фторкетон не взаимодействует с конструкционными металлами и сплавами, пластмассами, тканью, бумагой. Перфторэтилизопропилкетон, $C_2F_5-CO-CF(CF_3)_2$ может быть получен различными методами, но наиболее распространенным способом является взаимодействие окиси гексафторпропена с гексафторпропеном. При этом выход целевого соединения достигал 93 % [2]. Как показали испытания, полученный продукт по своим эксплуатационным качествам не уступает зарубежным аналогам. Но оказалось, что из-за наличия определенных примесей полученный продукт, имеет токсичность, вследствие чего подвергается очистке. В числе примесей обнаружены перфторметил изопропилкетон, $CF_3-CO-CF(CF_3)_2$, – до 2 %; фторангидрид 2,3,3,3-тетрафтор-2-(гептафторпропокси) пропионовой кислоты, $C_3F_7OCF(CF_3)COF$, – до 1,5 %, димеры гексафторпропена – перфторметилпентены, $CF_3-C_5F_9$, – до 4% [3]. Так, в результате синтеза и очистки, например, фторированием, этого вещества получают оптимальный, безопасный, экологичный агент, эффективно работающий в области противопожарной безопасности. В таблице 1 представлена сравнительная характеристика огнетушащих веществ, применяемых в РФ на протяжении последних лет.

Таблица 1

Сравнительная характеристика огнетушащих веществ

Огнетушащее вещество	Рабочая концентрация, %	Потенциал глобального потепления	Запас безопасности, %	Время в атмосфере
Хладон-1301	5	7140	0	65 лет
Хладон-125	9,8	3500	-23	34,2 лет
Novoc1230 (фторкетон)	4,2	1	138	3-5 дней

Таким образом, изучив данные, можно сказать, что перфторэтилизопропилкетон по таким показателям, как рабочая концентрация, потенциал глобального потепления, запас безопасности, время нахождения в атмосфере, наиболее экологичен и безопасен. Поэтому использование его наиболее рационально в области пожаротушения нефтехимических предприятий и в любых других областях химической промышленности страны.

Библиографический список

1. Путин, С. Б. Комплексная система химической безопасности России: теоретические основы и принципы построения / С. Б. Путин, В. Д. Самарин. - Москва: Машиностроение, 2010.

2. Феничев, И. М. Разработка методов и технологии получения перфторэтилизопропилкетона: дис. ... канд. хим. наук. / И. М. Феничев. – Санкт-Петербург, 2013. - 160 с.

3. Разработка технологии получения и глубокой очистки перфторэтилизопропилкетона / Д. Д. Молдавский [и др.] // XI Всероссийская конф. «Химия фтора». - Москва, 2016. Сб. Материалов. Москва: ИНЭОС РАН. - 2016. - С. 172.

Научный руководитель: к.ф.н., доц. Котлова Л.И.

Исследование влияния новых гетероциклических соединений на свойства высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения

Иванов Д.Б., Иванова И.А., Шамсутдинова Л.П.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

Нефть является многокомпонентной смесью различных органических соединений, среди которых наибольшей молекулярной массой обладают смолисто-асфальтеновые вещества, которые включают в себя две большие группы соединений - смолы и асфальтены. Основную структуру молекул смол и асфальтенов составляют конденсированные циклические системы, содержащие ароматические, гетероциклические и циклоалкановые кольца. Содержание высокомолекулярных асфальтенов, смол и парафинов, обладающих склонностью к образованию высокоструктурированных систем - макроассоциатов, обуславливает аномальные реологические свойства, что вызывает значительные затруднения при транспортировке, хранении нефти, а также снижение эффективности нефтедобычи и нефтепереработки [1]. Поэтому изучение реологических свойств нефти и способы влияния на них являются актуальной проблемой в современной нефтехимии.

Целью данного эксперимента является изучение реологических свойств высоковязкой нефти, а также влияние органических соединений на реологические характеристики исследуемого образца. Для эксперимента была выбрана высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения. В качестве исследуемых присадок были использованы органические соединения класса пространственно-затрудненных алкилфенолов, синтезированные на кафедре «Органической химии» ФГБОУ ВО «КНИТУ», структурные формулы которых представлены на рисунке 1. Принцип действия выбранных реагентов основан на их взаимодействии с молекулами САВ с образованием мицеллы и адсорбции молекул

алкилфенолов на кристаллах парафина за счет содержания полярных функциональных групп и гетероатомов.

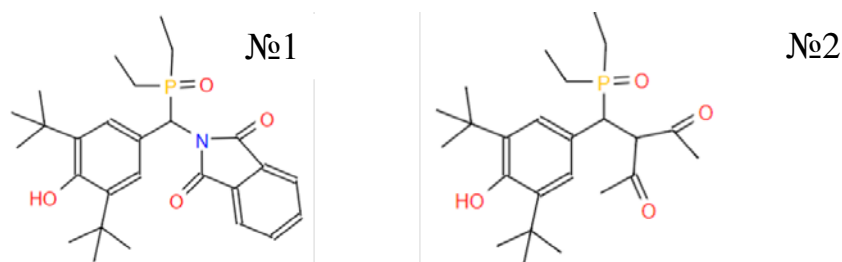


Рисунок 5. Структурные формулы исследуемых органических соединений

Изучение углеводородного состава нефти проводилось методом газожидкостной хроматографии с использованием хроматографа «Хром-5» с пламенно-ионизационным детектором в режиме программирования температуры от 80 до 300 °С.

Выделение асфальтенов из нефти было проведено разбавлением образца нефти н-гексаном в объемном соотношении 1:40 с последующим отмывом в аппарате Сокслета, отгоном экстрагирующего раствора и процессом сушки. Для определения углеводородной структуры асфальтенов использовался метод ИК-спектроскопии, на основании которого вычислены спектральные коэффициенты: алифатичность $K1(D_{1600}/D_{720})$, разветвленность $K2(D_{1380}/D_{1460})$, конденсированность $K3(D_{1600}/D_{740+860})$, окисленность $K4(D_{1710}/D_{1460})$ и осерненность $K5(D_{1030}/D_{1600})$, $K6(D_{1160}/D_{1600})$.

Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1

Относительное содержание структурных групп в исследуемой нефти и выделенных асфальтенах

Алифатичность (K1)	2,39
Разветвленность (K2)	0,95
Конденсированность (K3)	0,6
Окисленность (K4)	0,929
Осерненность1 (K5)	0,89
Осерненность2 (K6)	0,888

Парамагнитные свойства асфальтенов были изучены методом электронного парамагнитного резонанса.

Реологические свойства нефти были исследованы методом вискозиметрии с помощью ротационного вискозиметра One Touch Lamu Rheology. Измерение вязкости было проведено последовательно в 3 емкостях, содержащих чистую нефть и смеси исследуемой нефти и

органических соединений соответственно в диапазоне скоростей сдвига 40-250 об/мин. Массовое соотношение нефти к исследуемой присадке равняется 100:1. По данным исследования построены кривые зависимости вязкости от скорости сдвига, представленные на рисунке 2. Образцы нефти с содержанием растворов алкилфенолов в качестве органических присадок обладают существенным отличием - вязкость образцов характеризуется появлением экстремума при скоростях сдвига в пределах от 110 до 170 об/мин, что свидетельствует об образовании переходной структуры, образующейся в результате взаимодействия молекул асфальтенов и исследуемых веществ.

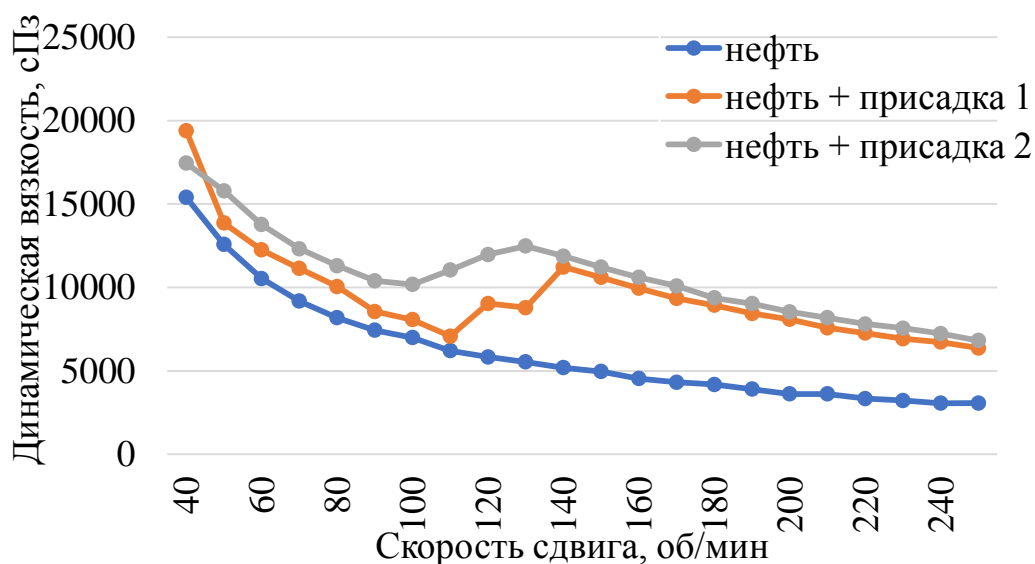


Рисунок 2. Зависимость вязкости нефтяных эмульсий от скорости сдвига

Таким образом, в ходе экспериментальной работы были изучены свойства высокомолекулярных компонентов высоковязкой нефти и исследовано качественное влияние новых гетероциклических соединений на реологические свойства опытного образца. Взаимодействуя с высокомолекулярными углеводородными компонентами нефти, исследуемые фосфорилированные ароматические соединения ведут к образованию более стабильной нефтяной дисперсной системы, что приводит к увеличению вязкости нефтяной эмульсии. Поэтому данные вещества более целесообразно применять в качестве ингибиторов асфальто-смоло-парафиновых отложений за счет их способности образовывать пространственную углеводородную структуру и препятствовать агрегации САВ и высокомолекулярных парафинов.

Библиографический список

1. Рыскулова, Г. Р. Регулирование реологических свойств высоковязких нефтей с помощью модифицирующих добавок / Г. Р.

Научный руководитель: Ибрагимова Д.А., канд. хим. наук, доцент.

Перспектива производства игольчатого кокса в России

Колесниченко С.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последнее время в отечественной нефтепереработке наблюдается тенденция углубления переработки нефтяного сырья: увеличения производства светлых нефтепродуктов и снижения выхода остаточных фракций. В то же время тяжелые нефтяные остатки также подвергаются переработке, что в итоге приводит к получению весьма ценных продуктов. Интенсивное развитие черной и цветной металлургии, а также стремление к получению дистиллятных продуктов ставит перед нефтеперерабатывающей промышленностью получение качественных углеродных материалов. Одним из распространенных методов переработки нефтяных остатков является замедленное коксование, основным продуктом которого – кокс – является источником получения электродов.

На сегодняшний день почти все НПЗ России выпускают электродный кокс. Однако с развитием металлургической промышленности повышается качество выпускаемой продукции, а, следовательно, должно повышаться качество потребляемого сырья. В качестве одного из вариантов предлагается введение производства игольчатого кокса. Данный продукт обладает уникальными свойствами: низким коэффициентом термического расширения (КТР), высокой удельной плотностью, механической прочностью, высоким содержанием графита и низким уровнем содержания серы, азота и золы. По сравнению с обычным электродным коксом игольчатый обладает более высокой термостойкостью и существенно снижает расход электродов на тонну выплавляемой стали (смотреть таблицу 1). Равноценной замены игольчатому коксу в настоящее время не существует [1].

На протяжении долгого времени производители электродов и отечественная металлургия находится в полной зависимости от поставок игольчатого кокса из-за рубежа. Также в этой зависимости находятся не только металлурги: игольчатый кокс применяется в оборонной, электронной, атомной промышленности. На данный момент разрабатываются варианты производства отечественного кокса, который поможет отойти от внешней зависимости.

Таблица 1

Сравнительная характеристика видов кокса

	Кокс электродный	Кокс игольчатый
Действительная плотность, г/см ³	2,02...2,12	2,14...2,15
Массовая доля серы, %	1,5...2	0,38...0,46
Зольность, %	0,6	0,01...0,06
Массовая доля общей влаги, %	0,5	0,02...0,1
КТР, 10 ⁻⁷ /°С		1,0...1,6

Игольчатый кокс имеет резкую структуру, имеет металловидный внешний вид, при изломе образует иглоподобные осколки. Режим получения игольчатого кокса отличается от обычного режима большей жесткостью (высокими значениями температуры, давления и величинами коэффициента рециркуляции). Еще одной особенностью является удлинение цикла коксования до 36 часов, вместо 24. [2]

Основным условием получения игольчатого кокса является выбор сырья. Сырье для производства должно быть высокоароматичным (около 60...85% масс.), содержание фракций, выкипающих до 350°С не должно быть около 25% масс. В таблице 2 приведены основные виды сырья, которые можно применить для получения игольчатого кокса. [3]

Таблица 2

Свойства основных видов сырья, применяемых при производстве игольчатого кокса

Показатели	Дистиллятный крекинг-остаток	Газойль каталитического крекинга	Смола пиролиза
Плотность при 20°С, кг/м ³	1044...1076	1014...1044	1014...1068
Содержание, %			
- серы	0,4...0,6	0,3...0,6	0,3
- азота	0,05...0,10	0,05...0,10	0,10...0,15
- золы	менее 0,02	0,03...0,05	менее 0,01
- асфальтенов	10...20	1...6	8...18
Коксуемость, %	15...20	3...4	10...15
Фракционный состав			
-н.к., °С	320...350	280...350	240...280
-50% выкипает, °С	430...460	400...450	300...350

В настоящее время ведутся поисковые работы для получения дополнительных источников сырья для получения игольчатого кокса. Например, японские фирмы «Мицубиси» и «Ниттецу» пришли к выводу, что каменноугольная смола является наиболее подходящим сырьем для производства игольчатого кокса. Каменноугольная смола представляет собой сложную многокомпонентную смесь, в составе которой присутствуют алкилзамещенные гомологи бензола, нафталина, фенантрена и других полициклических ароматических углеводородов. Кроме аренов в смоле присутствуют соединения кислорода, азота и серы. Для успешного использования данного сырья необходимо предварительно очистить от нежелательных компонентов (фильтрацией и центрифугированием) затем в результате процессов ректификации и экстракции получить экстракт, который пойдет на установку замедленного коксования. [4]

На сегодняшний день производство игольчатого кокса реализовано на площадке Омского НПЗ. Я считаю, что кроме омской площадки есть возможность реализации производства данной продукции на других отечественных нефтеперерабатывающих заводах. Это позволит заполнить внутренний рынок потребителя, а также выйти на мировой экспорт.

Библиографический список

1. Банников, Д. А. Коксозамещение / Д. А. Банников // Сибирская нефть. – 2015. – №7/124. – С. 40-43.
2. Хайрудинов, И. Р. Перспектива расширения сырьевой базы для получения игольчатого кокса / И. Р. Хайрудинов // Башкирский химический журнал. – 2011. – № 3. – С. 103-111.
3. Eckert, A. Erdol and Koble / A. Eckert. – New York: Chem Publ, 1985. – 510 p.
4. Хайрудинов, И. Р. Исследование в области производства нефтяного кокса / И. Р. Хайрудинов. – Москва: ЦНИИТЭНефтехим, 1984. – 86 с.
5. Научный руководитель: Савченков А.Л., канд. техн. Наук, доцент.

Создание внутреннего холодильного цикла для низкотемпературной сепарации

Медведева Е.А.

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

Закачка попутного нефтяного газа в единую газотранспортную систему является одним из эффективных методов утилизации попутного

нефтяного газа (ПНГ) для небольших промыслов. Однако такой метод предполагает небольшую удалённость промысла от газотранспортной системы (ГТС). Закачка ПНГ в ГТС является также экологически нейтральным методом.

Газ, поставляемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям транспортной организации. Для обеспечения нормативов по точке росы используют различные методы осушки газа.

Методы осушки основаны на абсорбции или адсорбции влаги, также на её конденсации с помощью охлаждения газа. К основным видам осушки относят:

- абсорбционный с помощью гликолей;
- адсорбционный на цеолитах, силикагелях, активированном алюминии;
- охлаждение с использованием ингибиторов гидратообразования;
- мембранный на основе полимеров.

Низкотемпературную сепарацию (НТС) чаще всего используют на газовых промыслах. Установки НТС оправдывают себя на начальных стадиях эксплуатации скважин, также для небольших промыслов этот метод считается эффективным, позволяющий сепарировать газ от тяжёлых углеводородов и производить осушку газа.

Низкотемпературная сепарация – это процесс, осуществляемый при низких температурах (от 0 до минус 30 °С), извлечения газового конденсата и удаления влаги из газа.

Глубина осушки газа оценивается температурой его точки росы (ТТР) по воде – наивысшей температурой, при которой сохраняется термодинамическое равновесие между паровой и жидкой фазами воды, а сам водяной пар становится насыщенным.

Одним из главных требований к природным газам, поставляемым в магистральный трубопровод, является низкая ТТР, а так как технологический процесс не обеспечивает требуемые показатели по точке росы, то её обеспечение возможно благодаря понижению давления в испарителе.

Для обеспечения показателей точки росы наиболее эффективным источником холода для установок НТС является внутренний холодильный цикл. Установки НТС с использованием внутренних холодильных циклов позволяют получать холод за счёт технологических потоков самой схемы переработки газа.

Чтобы более полно проанализировать предполагаемое технологическое решение, также оценить эффективность, рассматриваются следующие факторы:

- влияние изменения давления на изменение состава газообразной фазы, покидающей испаритель;

- влияние изменения давления на выход товарного сжиженного углеводородного газа;
- влияние изменения давления на нагрузку компрессоров – работающих и устанавливаемого.

Снижение давления в испарителе позволяет большему количеству углеводородов перейти в газообразную фазу и снизить температуру охлаждаемого газа, который будет циркулировать в системе, тем самым реализуя собственный холодильный цикл, что позволит охладить газ до меньших температур.

В газовой фазе со снижением давления в испарителе увеличивается содержание пропана. Установка компрессора после испарителя в системе установки подготовки газа позволит организовать внутренний холодильный цикл с циркуляцией пропана. Для реализации предлагаемого технологического решения можно установить центробежный компрессор.

Библиографический список

1. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / Прокопов А. В [и др.] // Вести газовой науки: Научно-технич. сборник. – 2015. – № 3 (23). – С. 100-108.
2. Кузнецов, О. А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8 / О. А. Кузнецов. – Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 116 с.
3. Бекиров, Т. М. Первичная переработка природных газов / Т. М. Бекиров. – Москва: Химия, 1987. – 256 с.
4. Переработка природного и попутного газа: информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. – Москва: Бюро НДТ, 2017. – 213 с.

Научный руководитель: Кузнецов О.А., канд. техн. наук, доцент.

Каталитическое превращение высоковязкой нефти в сверхкритической воде

Носова А. А., Петров С. М., Лахова А. И.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

На сегодняшний день в России остро поднимается вопрос о производстве высокоактивных катализаторов глубокой переработки высоковязких нефтей, соответствующих мировому уровню. Невысокое качество или полное отсутствие современных отечественных высокоактивных катализаторов, вместе с негативной тенденцией

зарубежных производителей, ориентированных на импорт не самых современных марок катализаторов, сдерживает высокие темпы освоения высоковязких нефтей в Республике Татарстан и Российской Федерации. Ведущие фирмы производители совершенствуют технологии получения высокоактивных катализаторов за счет синтеза новых носителей, оптимизации состава, структурных параметров и устойчивости катализатора к дезактивации с целью повышения степени превращения высокомолекулярных углеводородов нефти в легкокипящие насыщенные соединения [1].

Целью данного эксперимента является определение состава и строения предшественников слоистых силикатов, обеспечивающих высокую степень превращения соединений высоковязких нефтей в сверхкритической воде в легкокипящие углеводороды.

Слоистые силикаты имеют двумерную систему каналов, сопоставимую с цеолитами и увеличивающую доступность для углеводородных молекул в межслоевое пространство. Внедрение в слои силикатов определенных катионов Кеггина, может привести к увеличению каналов, делая их шире, чем в цеолитах, что делает пилларные глины удобным носителем активных компонентов для катализаторов крекинга больших углеводородных молекул высоковязких нефтей, которые не могут проникнуть в систему пор цеолитов. Кислотный характер слоистых силикатов обусловлен наличием в них центров Брэнстеда, являющихся донорами протонов, и Льюиса, являющихся акцепторами электронной пары. Наличие центров Льюиса обеспечивает пилларный агент. Из-за кислотных свойств силикаты могут использоваться в реакциях крекинга, гидроизомеризации, дегидратации, дегидрогенизации, гидрогенизации, ароматизации, диспропорционирования углеводородов. Наиболее распространенными металлами для интеркаляции в межслойное пространство глинистых материалов являются Al, Zr, Cr, Fe и Ti. В качестве объекта исследования выбран выделенный из бентонита монтмориллонит интеркалированный пилларным агентом представляющий собой катион Кеггина (A13) γ - $\text{Al}_3\text{O}_4(\text{OH})_{24}(\text{OH}_2)_{11}(\text{OH})_6^+$. Данный комплекс состоит из 12 октаэдрических ионов Al^{3+} и центрального тетраэдрического Al^{3+} .

Модифицированный слоистый силикат получали в две стадии. Первая, интеркаляция полигидроксокациона в межслоевое пространство монтмориллонита с отрицательно заряженными алюмосиликатными слоями, вторая: термообработка интеркалированного силиката. Фазовый состав монтмориллонита до и после внедрения был исследован на порошковом рентгеновском дифрактометре, базальное расстояние после прокаливания составило $\sim 1,3$ нм. Для изучения изменений, происходящих на поверхности монтмориллонита использовался метод сканирующей электронной микроскопии. Анализ микрофотографий представленных на рис. 1, позволяет

сделать вывод, что поверхность характеризуется выраженным рельефом, образованным агрегатами из зерен округлой формы размерами не более ~200 нм. После прокаливания рельеф поверхности сглаживается, при этом явных изменений размера зерен в составе агрегатов не наблюдается, однако происходит вырождение границ их контакта.

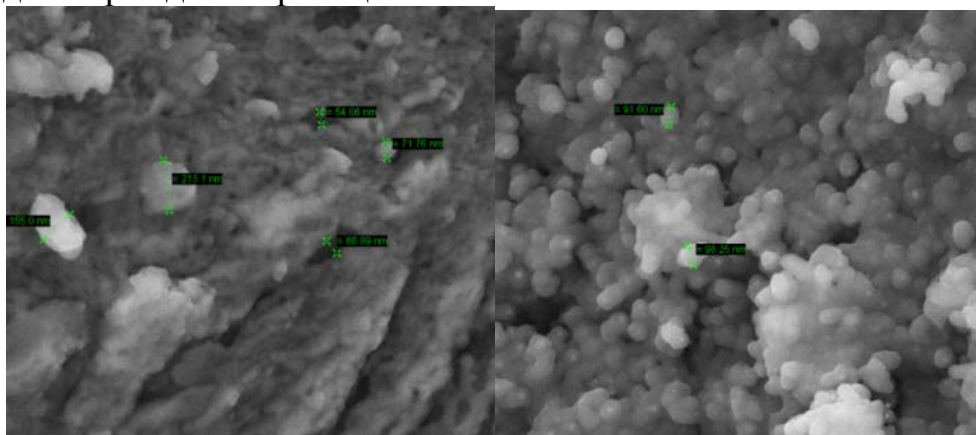


Рисунок 1. Микроструктура поверхности

Анализ состава жидких продуктов превращения проводили методом хроматографии и масс-спектрометрии с использованием газожидкостного хромато-масс-спектрометра PerkinElmer TurboMass Gold GS/MS. Разделение велось на капиллярной колонке длиной 30 м, диаметром 0,32 мм с фазой PE-XLB, газ-носитель - гелий, скорость потока - 2 мл/мин. Влияние модифицированного монтмориллонита на состав жидкой фазы катализатора иллюстрируется данными таблицы. Отметим, что в присутствии модифицированного монтмориллонита степень превращения n-алканов увеличивается более чем в два раза. Симбатно с конверсией возрастает селективность по алкилзамещённым бензолам (с 23 до 33 %), в то время как интегральная селективность по ароматическим соединениям практически не изменяется (45,3 и 45,6 %) (рис.2).

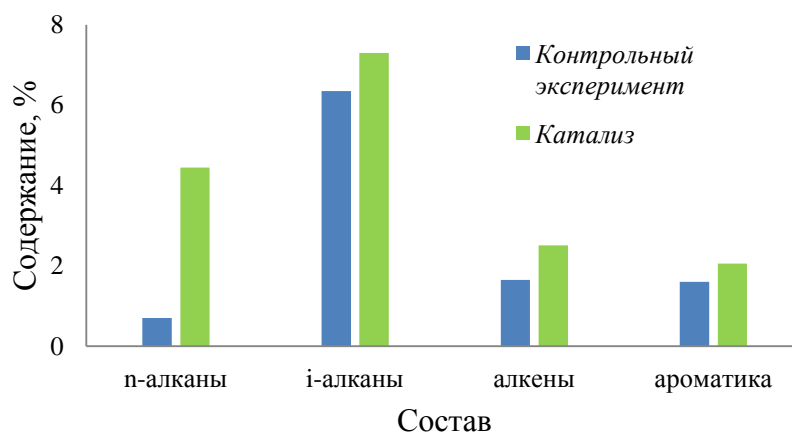


Рисунок 2. Групповой состав новообразованных углеводородов в конечных продуктах экспериментов

Таким образом, проведенные исследования показали, что силикат интеркалированный гидроксокатионами $\gamma\text{-Al}_3\text{O}_4(\text{OH})_{24}(\text{OH}_2)_{11}(\text{OH})_6+$, внедренными в межслоевое пространство, после прокаливания содержит 18 % $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ и обладает нанопористой структурой с объемом $\sim 0,42 \text{ см}^3/\text{г}$, а также удельной поверхностью более $80 \text{ м}^2/\text{г}$. Проведенные эксперименты на каталитической установке в проточном нисходящем реакторе со стационарном слоем модифицированного слоистого силиката при температуре свыше $450 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении не более $0,5 \text{ МПа}$ показали увеличение степени превращения высокомолекулярных n-алканов высоковязких нефтей в 1,3 раза, с образованием низкокипящих n-алканов и алканов разветвленной структуры. Согласно рентгенофлуоресцентного и рентгеноспектрального анализов, элементный и фазовый состав интеркалированного слоистого силиката до и после катализа не меняется.

Библиографический список

1. Organic Reactions in Sub- and Supercritical Water in the Absence of Any Added Catalyst / H. Iwamura [et al.] // J. Res. Inst. Sci. Tech.: Nihon Univ. - 2014. - № 132. - P. 1–9.

2. Huang, S. Experimental study on the mechanism of enhanced oil recovery by multi-thermal fluid in offshore heavy oil / S. Huang, M. Cao, L. Cheng // International Journal of Heat and Mass Transfer. - 2018. - № 122. - P. 1074–1084.

Научный руководитель: Петров С. М., канд. тех. наук, доцент.

**Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научного проекта № 18-48-160053*

Прогнозирование теплового режима работы лифт-реактора каталитического крекинга

Орешина А.А., Назарова Г.Ю.

Томский политехнический университет, г. Томск

Одним из крупнотоннажных процессов углубленной переработки нефтяного сырья является каталитический крекинг, обеспечивающий производство компонента высокооктанового бензина (октановое число по моторному методу выше 92), жирного газа, богатого пропиленом, изобутаном и бутенами, и легкого газойля [1]. Эти продукты каталитического крекинга занимают значительную долю в товарном бензине и дизельном топливе различных марок, а легкие олефины

являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности, и используются, например, для производства высокооктанового компонента автомобильного бензина – алкилата. В связи с вовлечением в переработку тяжелого нефтяного сырья актуальность процесса каталитического крекинга существенно возросла.

Значительная роль в технологии каталитического крекинга отведена циркулирующему катализатору, эксплуатационные характеристики которого изменяются в цикле «эксплуатация-регенерация», влияя на состав и качество продуктов. В России на установках каталитического крекинга наиболее широко используют микросферические цеолитсодержащие катализаторы [1], обладающие высокой активностью и селективностью в отношении выхода бензинов и легких олефинов [2]. В процессе крекинга на поверхности катализатора образуется кокс, накопление которого значительно снижает эксплуатационные характеристики катализаторов по высоте аппарата, его содержание во многом зависит от состава сырья и активности регенерированного катализатора, наряду с технологическими условиями реакторно-регенераторного блока.

Для восстановления активности катализатора непрерывно осуществляют регенерацию при высоких температурах (630-730°C). Выделяющееся тепло при окислении кокса в процессе регенерации используется для обеспечения теплового режима работы реактора. Передача тепла осуществляется за счет нагрева катализаторного потока в регенераторе и регулируется путем изменения кратности циркуляции катализатора.

Объектом исследования является процесс каталитического крекинга вакуумного газойля на микросферическом бицеолитном катализаторе (ZSM-5 и Y).

Целью работы является оценка влияния изменения температуры катализаторного потока после регенерации на температуру крекинга и выход бензиновой фракции.

Поскольку температура и активность регенерированного катализатора во многом определяются режимом работы регенератора и зависят от количества кокса, образующегося на катализаторе в лифт-реакторе, поэтому важно оценить влияние содержания кокса на катализаторе до регенерации на температуру регенерации и влияние последней на содержание остаточного кокса в соответствии с экспериментальными данными с промышленной установки (рисунки 1,2).

Анализ экспериментальных данных с промышленной установки каталитического крекинга показал, что с увеличением содержания кокса на катализаторе до регенерации с 0,3 до 0,5 % мас., температура регенерации возрастает с 656 до 663 °С, содержание остаточного кокса на катализаторе при этом изменяется в интервале 0,02-0,1 % мас.

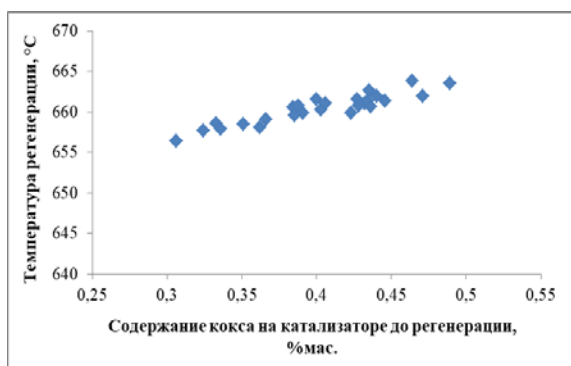


Рисунок 1. Зависимость температуры регенерации от содержания кокса на катализаторе до регенерации

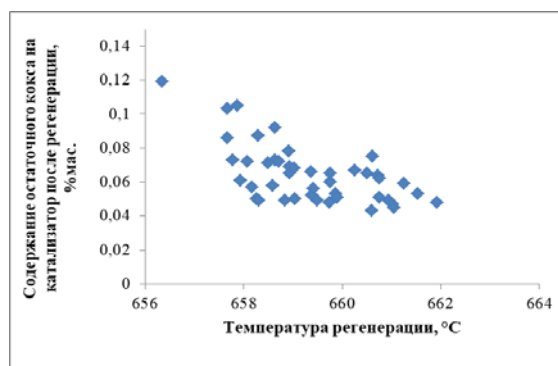
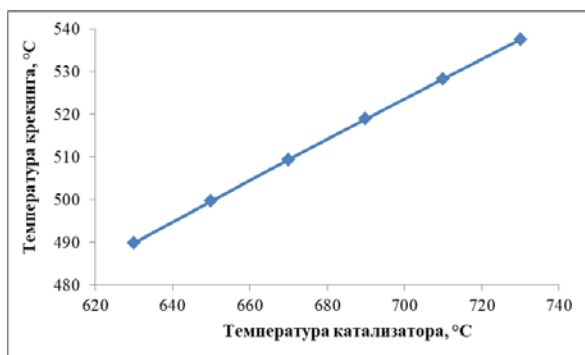
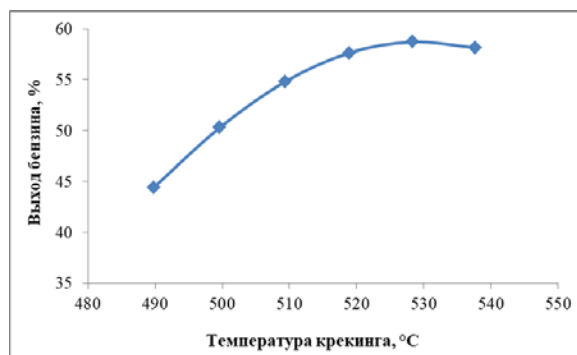


Рисунок 2. Зависимость содержания остаточного кокса от температуры регенерации



а



б

Рисунок 3. Графики зависимости (а) температуры крекинга от температуры катализаторного потока после регенерации, (б) выхода бензина от температуры крекинга

Поскольку температура регенерированного катализатора значительно влияет на температуру крекинга, оценить влияние этого параметра на выход целевого продукта возможно с применением математической модели процесса лифт-реактора каталитического крекинга [3].

На рисунке 3 представлены результаты расчета по модели, и показано влияние температуры катализаторного потока после регенерации на температуру крекинга при переработке сырья с соотношением насыщенных углеводородов к ароматическим 2,38 ед., постоянной кратности циркуляции данных потоков ($5,6 \text{ тн}_{\text{кат}}/\text{тн}_{\text{сырья}}$) и температуре сырья ($300 \text{ }^\circ\text{C}$). С увеличением температуры катализаторного потока после регенерации с $630,0$ до $730,0 \text{ }^\circ\text{C}$, температура крекинга возрастает с $489,8$ до $537,6 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис.3а). При оптимизации процесса важно учитывать, что выход бензиновой фракции проходит через максимум. Максимальный теоретический выход бензиновой фракции ($58,7 \text{ } \%$ мас.) достигается при температуре $528,3 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис.3б).

Таким образом, возможно, оптимизировать технологический режим работы реактора в зависимости от температуры катализаторного потока после регенерации для обеспечения максимального выхода бензиновой фракции. Поскольку параметр температуры катализаторного потока после регенератора зависит от режима работы регенератора и количества кокса, образующегося на поверхности катализатора, необходимо разработка модели стадии регенерации для прогнозирования изменения этих параметров в зависимости от состава сырья.

Результаты будут использованы в дальнейшем при разработке модели сопряженной системы «лифт-реактор-регенератор» для возможности прогнозирования количества окисленного кокса и температуры катализаторного потока на входе в реактор и выполнения расчетов для продления срока службы катализатора.

Библиографический список

1. Современное состояние и тенденции развития процесса каталитического крекинга / Д. С. Ершов [и др.] // *Фундаментальные исследования*. – Пенза, 2017. – № 12. – С. 282-286.

2. Челищев, Н. Ф. Цеолиты – новый тип минерального сырья / Н. Ф. Челищев, Б. Г. Беренштейн, В. Ф. Володин. – Москва: Недра, 1987. – 176 с.

3. Ivanchina, E. Mathematical modelling of catalytic cracking riser reactor / E. Ivanchina, E. Ivashkina, G. Nazarova // *Chemical Engineering Journal*. – 2017. – V. 329. – P. 262-274.

Научный руководитель: Ивашкина Е.Н., доктор техн. наук, профессор.

Комплексное использование объектов добычи газа на Уренгойском НГКМ

Семёнов И.Е.

ООО «Газпром добыча Уренгой», г. Новый Уренгой

В перспективе проектные решения предусматривают снижение добычи валанжинского газа, что приведет к уменьшению загрузки оборудования УКПГ. В этих условиях был проработан вопрос использования высвобождающихся мощностей для подготовки газа залежей ачимовской толщи. В соответствии с проектом разработки ввод в эксплуатацию 3-го участка ачимовских отложений предусмотрен не ранее 2028 г.

Наиболее близко к этому участку находятся УКПГ-1АВ (около 10 км) и УКПГ-2В (около 20 км) (рисунок 1). К 2028 году загрузка

оборудования НТС УКПГ-1АВ и 2В снизится соответственно до 40 и 23 %. Поэтому была рассмотрена возможность подготовки газа участка 3А на высвобождающихся мощностях этих промыслов.

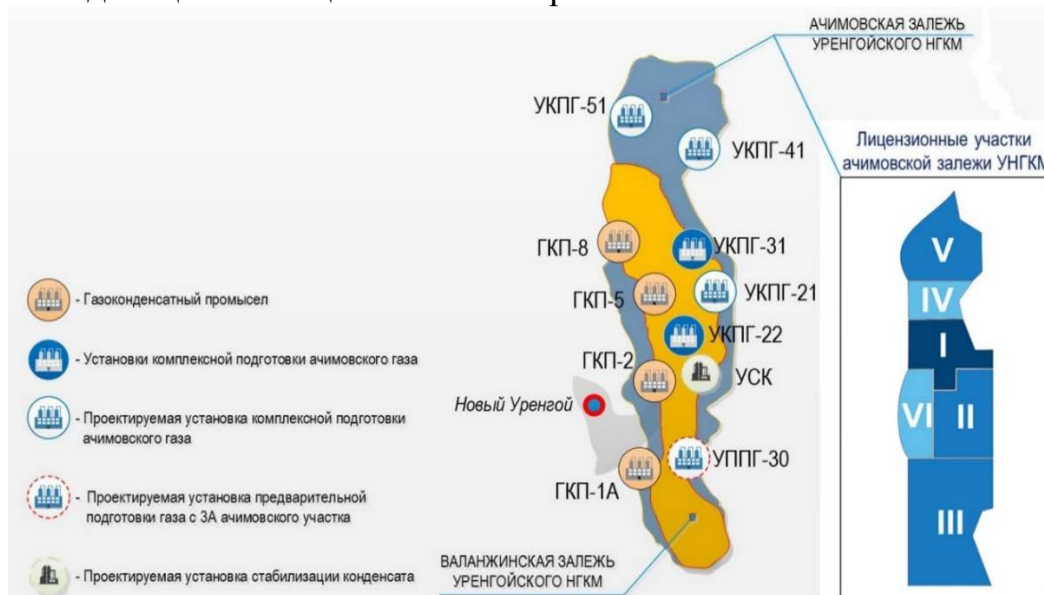


Рисунок 1. Схема расположение объектов УНГКМ

Валанжинский газ компримируется на ДКС, осушается и поступает на вторую ступень сеноманской ДКС для подачи в межпромысловый коллектор. При этом в начале эксплуатации давления ачимовского газа будет достаточно для подготовки и подачи в МПК без компримирования. Поэтому совместная подготовка валанжинского и ачимовского газа должна иметь следующие этапы:

- 1) раздельная схема подготовки валанжинского и ачимовского газа в разных цехах до применения компрессорной эксплуатации ачимовских залежей;
- 2) совместная осушка валанжинского и ачимовского газа путем его смешивания перед компримированием на валанжинской ДКС.

Максимальная прогнозируемая загрузка технологических ниток при подготовке на них валанжинского и ачимовского газа составит 72 % на УКПГ-1АВ и 78 % на УКПГ-2В. Следовательно подачу ачимовского газа возможно осуществлять на обе установки. Важным достоинством подачи на УКПГ-1АВ является наиболее близкое расстояние.

Наличие тугоплавких парафинов в ачимовском конденсате ограничивает возможность его транспортировки совместно с валанжинским. Первой причиной этого является ограничение ЗПКТ на прием парафинистого сырья. Поэтому в настоящее время Общество «Газпром переработка» осуществляет строительство установки стабилизации конденсата (УСК) для подготовки к транспорту конденсата с ачимовской залежи. При этом, учитывая падение добычи валанжинского

газа, в дальнейшем возникнет необходимость дозагрузки перерабатывающих мощностей ЗПКТ легкими конденсатом.

Второй причиной является температура транспортировки валанжинского конденсата около 0 °С, что способствует отложению парафинов из ачимовского конденсата. Температура транспортировки конденсата с ачимовских УКПГ составляет не менее 25 °С, для чего применяется нагрев конденсата на УКПГ в теплообменниках типа «газ-конденсат» и путевые печи подогреватели.

По аналогии со схемой подготовки валанжинского газа дальних промыслов на Ямбургском месторождении предлагается:

1) взамен УКПГ-30 строительство установки предварительной подготовки газа (УППГ-30), укомплектованной минимально необходимым оборудованием, а именно пробкоуловителями и первичными сепараторами;

2) парафинистый нестабильный конденсат с УППГ транспортировать по трубопроводу на УСК для подготовки к транспорту;

3) газ первичной сепарации с УППГ подавать по газопроводу на УКПГ-1АВ для окончательной подготовки, где будет выделяться «лёгкий» ачимовский конденсат и смешиваться с валанжинским. Дополнительный объем конденсата ачимовской толщи, полученный на УКПГ-1АВ, позволит частично компенсировать снижающийся объем жидких углеводородов валанжинской залежи, поддерживая оптимальную загрузку технологического оборудования ЗПКТ;

4) использовать для подготовки газа участка 3А существующие мощности НТС и ДКС УКПГ-1АВ. Благодаря этому загрузка валанжинской ДКС увеличится до 70 %, что позволит оптимально загрузить ГПА, тем самым снизив удельное потребление топливного газа. А также увеличивается промежуток времени до ввода ачимовской ДКС [1].

Таким образом, описанные технические решения позволяют:

1. Сократить затраты на капитальное строительство и дальнейшую эксплуатацию УКПГ;
2. Загрузить высвобождающиеся мощности существующей УКПГ;
3. Оптимизировать загрузку технологического оборудования ЗПКТ.

Библиографический список

1. Перспективные направления развития Уренгойского комплекса: Сборник научных трудов / ООО «Газпром добыча Уренгой». – Москва: ООО «Издательский дом Недр», 2018. – 355 с.

**Оценка теплоты сгорания углеводородов в условиях двигателя,
входящих в состав дизельных фракций, с использованием квантово-
химических методов расчета**

Сычева А.А., Майлин М.В., Францина Е.В.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

В настоящее время в России самым используемым видом топлива для двигателей внутреннего сгорания является дизельное топливо, производство которого ежегодно значительно возрастает [1].

Дизельное топливо – это образующаяся энергия при сгорании, поэтому одним из основных требований к дизельным топливам является способность давать максимальный тепловой эффект при сгорании [2]. Теплотворная способность дизельных топлив зависит от состава и структуры углеводородов, входящих в их состав, которая в свою очередь определяется теплотой их сгорания.

Поскольку теплоты горения зависят от энтальпий образования отдельных углеводородов различного состава и строения, в том числе наличия двойных и ароматических связей, гетероатомов, линейности, разветвленности или степени их окисленности, целью данной работы стало определение значения энтальпий образования отдельных углеводородов, входящих в состав дизельных фракций, а также влияния их состава и структуры на тепловые характеристики при горении в условиях двигателя.

Для количественной оценки энтальпий образования используются различные методы: метод сжигания в калориметрической бомбе, справочные данные, квантово-химические методы. Недостатком первых является то, что они не позволяют оценить указанные характеристики в условиях двигателя (температура около 2000°С и давлении 50 атм), поэтому в настоящей работе для этих целей были использованы квантово-химические методы расчета (метод DFT (базис B3LYP 3-21G) в условиях дизельного двигателя ($t=2000^{\circ}\text{C}$, $p=50$ атм.)), реализованные в программном пакете Gaussian [3]. Объектом исследования стали реакции горения нормальных парафинов, нафтенов и аренов с длиной цепи от C_{10} до C_{20} , содержащихся в дизельных фракциях. По полученным данным и закону Гесса проводились расчёты реакций горения по уравнениям, приведённым в таблице 1 для парафинов, нафтенов и ароматики соответственно, данные группы углеводородов были выбраны на основании литературных данных о групповом химическом составе дизельных топлив, так как их процентное содержание в дизельном топливе преобладает [4].

Таблица 1

Реакции горения различных групп углеводородов в общем виде

Группа углеводородов	Реакция горения в общем виде
н-Парафины	$C_nH_{(2n+2)} + (1.5n + 0,5) \cdot O_2 \rightarrow n \cdot CO_2 + (n+1) \cdot H_2O$
Нафтены	$C_nH_{2n} + 1.5 \cdot n \cdot O_2 \rightarrow n \cdot CO_2 + n \cdot H_2O$
Ароматические соединения	$C_nH_{(2n-6)} + (1.5n - 1.5) \cdot O_2 \rightarrow n \cdot CO_2 + \frac{2n-6}{2} \cdot H_2O$

Результаты расчетов представлены на рисунках 1-3 для парафинов, нафтенов и аренов соответственно.

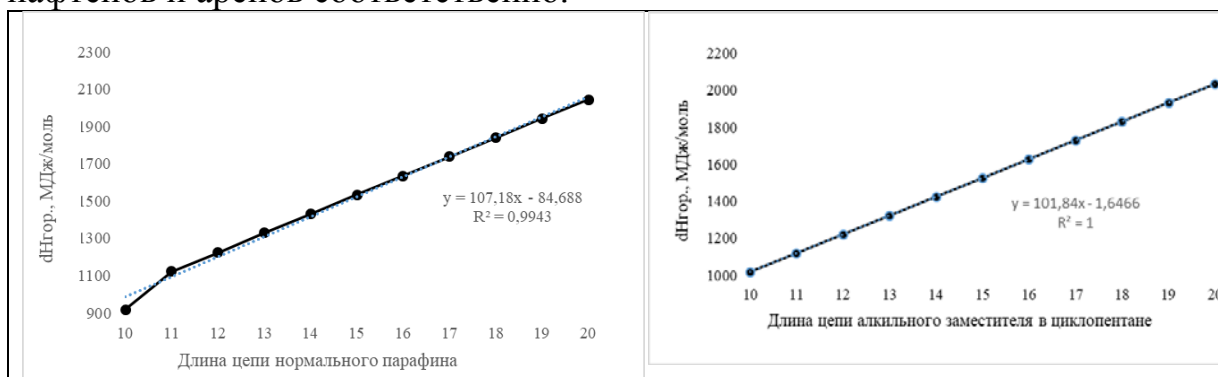


Рис. 1 - Зависимость теплоты горения нормальных парафинов от длины цепи

Рис. 2 - Зависимость теплоты горения нафтенов от длины цепи алкильного заместителя

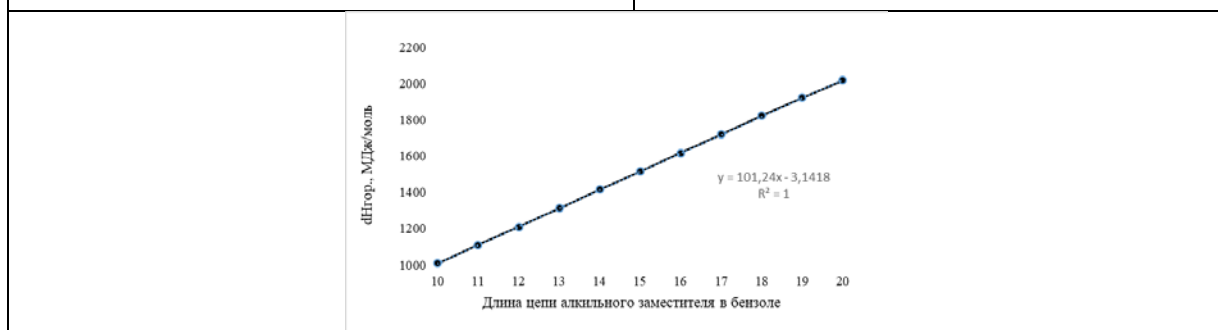


Рис. 3 - Зависимость теплоты горения аренов от длины цепи алкильного заместителя

С увеличением длины цепи в ряду нормальных парафиновых углеводородов, значение теплоты сгорания увеличивается с 917 МДж/моль для C_{10} до 2044 МДж/моль для C_{20} . Для замещенных нафтенов и аренов наблюдается аналогичная линейная зависимость теплоты сгорания от длины алкильного заместителя (рис. 2, 3 соответственно). При этом значения теплот сгорания для нафтенов меняются от 1017 МДж/моль для C_{10} до 2035 МДж/моль для C_{20} и для аренов от 1009 МДж/моль для C_{10} до

2018 МДж/моль для C_{20} . Данные зависимости имеют линейный характер и могут быть описаны уравнениями, указанными на рисунках 1, 2, 3. Средние значения теплоты сгорания для группы парафинов, замещенных нафтенов и аренов составляют 1523, 1526, 1515 МДж/моль соответственно и могут быть использованы для оценки теплоты сгорания дизельных фракций известного углеводного состава.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что для углеводородов с одинаковым количеством атомов углерода в алкильной цепи, но различного гомологического ряда, значения теплоты их горения примерно одинаковы. Это позволяет сделать вывод о преобладающем влиянии состава углеводородов по сравнению с их структурой на значение теплового эффекта сгорания дизельных фракций в условиях двигателя.

Полученные результаты позволяют сделать выводы о том, что:

1. В ряду парафинов, замещенных нафтенов и аренов теплота образования молекул углеводородов с увеличением длины цепи возрастает практически в два раза и имеет линейный характер.

2. Тепловой эффект сгорания дизельной фракции будет возрастать с ростом количества тяжелых углеводородов в ее составе.

3. Состав углеводородов, входящих в дизельные фракции, выраженный через количество атомов углерода и водорода вносит значительно больший вклад в значение теплового эффекта сгорания молекулы по сравнению с его структурой.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете в рамках Программы повышения конкурентоспособности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Библиографический список

1. Использование среднестиллятных продуктов вторичной переработки нефти для увеличения производства дизельного топлива ЕВРО / И. Е. Кузора [и др.] // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – № 3. – С. 18-24.

2. Попкова, О. С. Определение параметров для эффективного горения малосернистого мазута / О. С. Попкова, А. И. Файзуллина // Научный журнал Кубанский государственный аграрный университет. – 2017. – № 132. – С. 101-105.

3. Аминова, Р. М. Поверхности потенциальной энергии молекулярных систем. Квантово-химические методы анализа поверхности потенциальной энергии / Р. М. Аминова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 109 с.

4. Влияние группового углеводородного состава дизельных топлив на их эксплуатационные свойства / В. Н. Кошелев [и др.] // Нефтехимия.

Научный руководитель: Францина Е.В., канд. техн. наук, научный сотрудник.

Прогнозирование режима работы системы подготовки нефти на шельфовом месторождении

О. С. Тарасова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск.

Нефть была и будет неотъемлемым источником для производства многих продуктов, но каждый природный ресурс находится в ограниченном количестве на планете. Поэтому чтобы увеличить извлекаемые запасы такого полезного ископаемого, в данный момент времени разработки ведутся не только на суше, но и на шельфе. Ведь именно здесь заложено около 70 % от всего объема углеводородного сырья [1].

Добыча углеводородного сырья на шельфовых месторождениях имеет ряд трудностей, такие как суровые климатические условия, удаленность от цивилизации, малая степень разведанности данных мест. Поэтому чтобы процесс переработки провести наиболее экономически выгодно и эффективнее, необходимо первоначально смоделировать его, ведь возможность варьирования параметрами переработки пластового флюида, дает шанс получить нефть более высокого качества.

Целью данной работы является составление схемы подготовки нефти (Рисунок 1) на шельфовом месторождении, и дальнейшее определение ее состава.

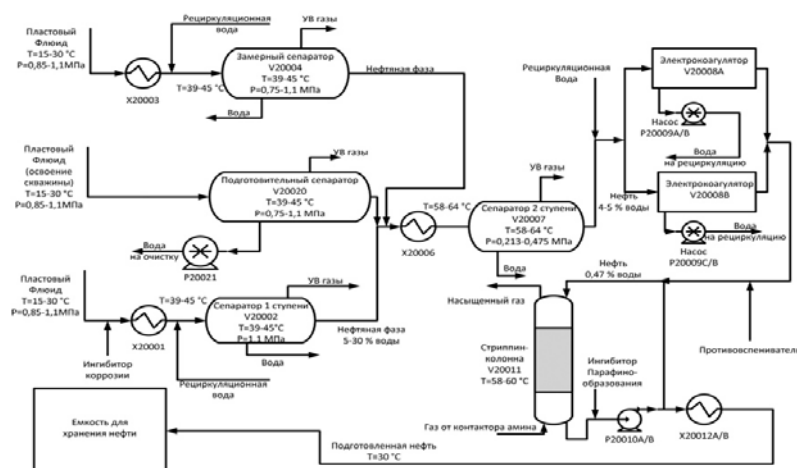


Рис.1 Технологическая схема системы подготовки нефти на МЛСП «Приразломная»

В работе была использована программа UniSimDesignR460, в которой и была составлена технологическая схема переработки нефти (Рисунок 2), с помощью которой были рассчитаны свойства потока нефти, массовый состав нефти на выходе приведен в таблице 1.

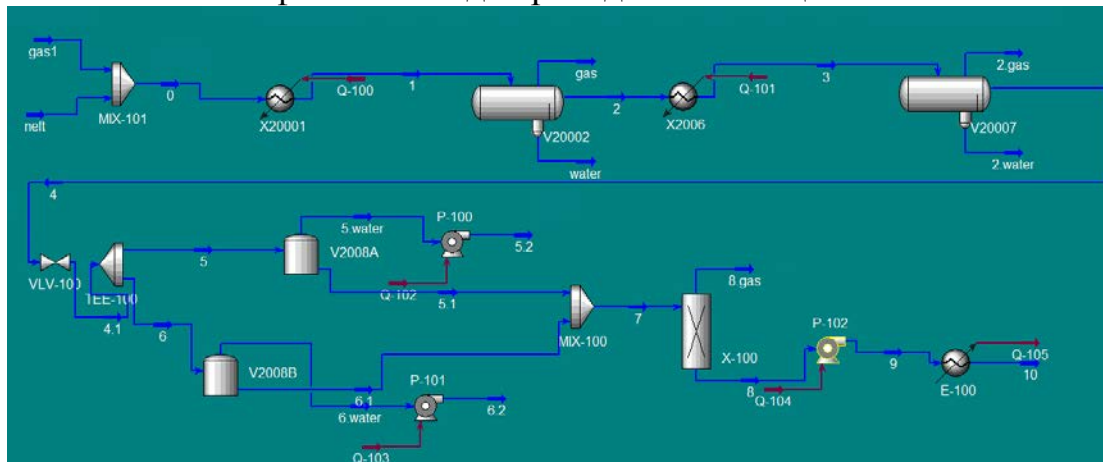


Рис.2 Схема переработки нефти в программе UniSimDesignR460

Таблица 1

Массовый состав нефти после переработки	
Массовая доля компонентов, %	
Метан	3,80
Этан	4,51
Пропан	9,32
и-Бутан	3,98
н-Бутан	11,39
и-Пентан	9,11
н-Пентан	8,68
Вода	0,01
Тяжелая фракция	49,20

Полученная нефть содержит 0,0108 % воды, что соответствует реальному режиму эксплуатации установки, и удовлетворяет требованиям к товарной нефти по ГОСТу 31378–2009 [2].

Библиографический список

1. Бровкина, М. П. Экономика Юга России / М. П. Бровкина // Российская газета. – 2018. – № 207 (7670). – 20 с.
2. ГОСТ 31378–2009. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2013-01-01. – Москва: Издательство стандартов, 2009. – 8 с.

Научный руководитель: Е.В. Попок., к.т.н., доцент ОХИ.

Оценка эффективности новых органических соединений ингибирующего действия на высоковязкую нефть

Шарафиева З.Ф., Ибрагимова Д.А., Иванов Д.Б.

Казанский национальный исследовательский технологический
университет, г. Казань

Тяжелые нефти в условиях истощения традиционных энергетических ресурсов приобретают все большее значение в мировой экономике. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России достигают 6–7 млрд. тонн. Однако процессы добычи, транспортировки и хранения значительно затруднены присутствием высокомолекулярных асфальтенов, смол и парафинов, которые делают нефть более вязкой, дают высокую температуру застывания и вызывают аномальные реологические свойства нефтей [1]. Образование асфальто-смоло-парафиновых отложений на стенках трубопровода, нефтепромыслового оборудования и подъемных труб вызывают негативные последствия, как износ оборудования, уменьшения эффективного диаметра трубопроводов, закупоривания скважины и повышение затрат на электроэнергию и ремонт оборудования. Одним из перспективных методов борьбы АСПО является применение ингибиторов парафиноотложений.

Данная работа посвящена определению эффективности растворителя и ингибиторов АСПО методом холодного стержня. Для эксперимента была выбрана нефть с Ашальчинского месторождения, которая имеет высокую вязкость при плотности 0,903 г /см³. Синтезированные органические соединения были выбраны в качестве реагентов-ингибиторов. Реагенты-ингибиторы были синтезированы на кафедре «Органической Химии» Казанского Национального Исследовательского Технологической Университета и представляют собой вещества класса стерически затрудненных алкилфенолов. Структурные формулы веществ представлены на рис.1 и рис.2.

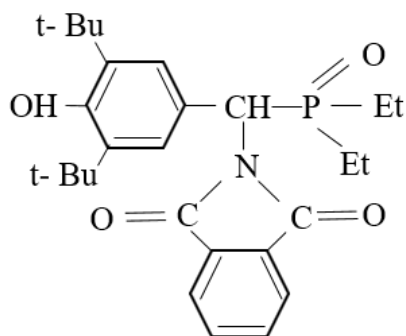


Рис.1 Ингибитор-1 (1522)

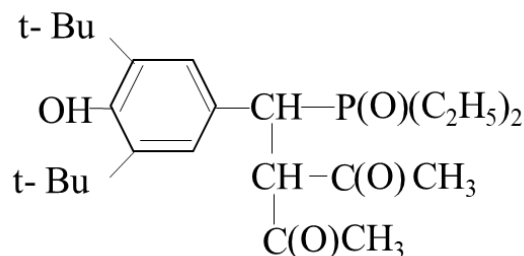


Рис.2 Ингибитор-2 (1618)

Для определения эффективности ингибиторов мы использовали метод холодного стержня. Установка представляет собой термостат в крышку которого вмонтирован «холодный стержень» - полый цилиндр из нержавеющей стали. Цилиндр снабжен герметично закручивающейся крышкой с системой подвода и отвода хладагента - вода. В стакан заливают исследуемую нефть в количестве 100 грамм. На дно стакана помещают магнитное перемешивающее устройство, закрывают его крышкой с «холодным стержнем» и помещают его на магнитную мешалку с нагревом. Далее создается температурный градиент между стаканом и стержнем. При проведении эксперимента температура термостата составляла 35°C, температура стержня 0°C и времени экспозиции 20 мин. На поверхности стержня за счет разности температур парафины начинают выкристаллизовываться. После окончания опыта устанавливают температуру «холодного стержня» +30°C и дают стечь остаткам нефти в течение 20 минут. Далее отложения помещают в предварительно взвешенные стеклянные бюксы. В такой же последовательности проводят опыт с нефтью, в которую был введен растворитель и ингибиторы АСПО.

Было проведено четыре эксперимента для изучения эффективности удаления отложений АСПО из нефти и их ингибирования. Для первого эксперимента нефть была взята в качестве контрольного образца. Для второго эксперимента в качестве растворителя был взят толуол в соотношении 1: 100 к нефти. Для третьего и четвертого эксперимента использовались добавки, где соотношение толуола к ингибирующим веществам составляло 10: 1 соответственно, а соотношение добавки к нефти также составляло 1: 100 соответственно. На основании проведенных опытов получены следующие данные, приведенные в табл.1.

Таблица 1

Масса АСПО, образовавшегося на стержне

	Масса АСПО, г	Степень ингибирования, %
Опыт №1	0,8798	-
Опыт №2	0,7297	17,06
Опыт №3	0,7402	15,87
Опыт №4	0,3023	65,64

Расчеты степени ингибирования АСПО производились по следующей формуле:

$$K = \frac{m_2 - m_1}{m_2} \times 100\%$$

Где: K – степень ингибирования АСПО в %;

m1– количество АСПО в граммах на стержне после ввода растворителя или присадки;

m2 – количество АСПО в граммах на стержне до ввода присадки (то есть берется масса осадков на стержнях первого образца).

По результатам исследования в качестве наиболее эффективного вещества был выбран ингибитор-2, который был в смеси с органическим растворителем - толуолом. Степень ингибирования составляет 65,64%. Ингибитор-1 показал самые низкие показатели – 15, 87%. Вторым результатом по эффективности показал органический растворитель толуол-17,06%.

Таким образом, эффективность ингибиторов была оценена в лабораторных условиях с помощью метода холодного стержня. Наиболее эффективным веществом был ингибитор-2 в смеси с толуолом. Хороший результат показал также органический растворитель толуол. Однако использование такого химически чистого растворителя вне лаборатории экономически нецелесообразно. Поэтому наиболее экономически рентабельными и эффективными добавками являются реагенты-ингибиторы.

Библиографический список

1. Егоров, А. В. Упрощенный метод «Холодного стержня» для оценки ингибирующего действия реагентов, применяемых при профилактике и удалении парафиноотложений с металлических поверхностей при добыче и транспорте нефти / А. В. Егоров, В. Ф. Николаев, Р. Б. Султанова // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 8. – С. 295-299.

Научный руководитель: Шамсутдинова Л.П., канд. хим. наук, доцент.

Применение метода добавок для определения йодид-ионов в геотермальных водах западной сибери

Шевелева М.Г., Бичевина Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Йод находит широкое применение в медицине, ветеринарии, в различных отраслях промышленности. Мировое потребление йода составляет 15 тыс.т/год. Текущее потребление в России оценивается до 1500 т/год.

В Российской Федерации основным источником йода являются подземные воды. Единственный в России завод по производству йода действует в Краснодарском крае.

В Тюменской области открыто Черкашинское месторождение йодных вод, разведанные запасы которого оцениваются в 870 т/год. Наличие такого крупного месторождения создает предпосылки для организации производства йода именно в Тюменской области.

В связи с изложенным выше разработка простых, экспрессных и экономичных методик определения йодид-ионов в природных водах является актуальной задачей. Целью данной работы явилось определение йодид-ионов в геотермальной воде Черкашинского месторождения.

Определение йодид-ионов проводили ионометрическим методом. В качестве индикаторного электрода использовали йодид-селективный электрод ЭЛИС-131П. Данный электрод характеризуется стабильностью и быстрым установлением потенциала. Электродом сравнения служил хлоридсеребряный электрод марки ЭВЛ-1М4 с насыщенным раствором КСl. Потенциал йодид-селективного электрода измеряли с помощью иономера рН-150М. Время установления равновесного потенциала составило 3-5 минут.

Содержание йодид-ионов определяли методом добавок в соответствии с [1]. Величина добавки составляла 2-5 мл стандартного раствора. Стандартный раствор готовили из препарата KI квалификации ч.д.а. с добавлением раствора для регулирования общей ионной силы (БРОИС). В качестве БРОИС использовали раствор 0,1М KNO₃.

Концентрацию йодид-иона рассчитывали по формуле:

$$C_x = \Delta C \left(10^{\frac{\Delta E}{S}} - 1 \right)^{-1}, \quad (1)$$

где ΔC - прирост концентрации йодид-ионов за счет введения добавки стандартного раствора, моль/л;

ΔE - изменение потенциала йодид-селективного электрода после введения добавки, мВ;

S-крутизна электродной функции.

Крутизну электродной функции предварительно устанавливали по градуировочному графику зависимости E-pC. Для построения градуировочного графика измеряли потенциал йодид-селективного электрода в стандартных растворах с концентрацией J⁻ -ионов 10⁻¹, 10⁻², 10⁻³, 10⁻⁴ моль/л.

Обработку экспериментальных результатов проводили методами математической статистики.

В результате проведенных исследований:

- установили уравнение, описывающее градуировочный график,
- рассчитали крутизну электродной функции йодид-селективного электрода,
- определили содержание J⁻ -ионов в геотермальных водах Черкашинского месторождения.

Библиографический список

1. Электрод ионоселективный ЭЛИС-131J. Паспорт ГРБА.418422.015-15 ПС.

Научный руководитель: Шевелева Марина Геннадьевна, к.т.н, доцент кафедры ОФХ ТИУ.

Вовлечение нейтрализованных кислых гудронов в производство битумных материалов

Лебедева Т. И., Булавка Ю.А.

Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк

Кислые гудроны (КГ), образующиеся при сернокислотной очистке минеральных масел, получении сульфонатных присадок, в процессах алкилирования с использованием серной кислоты в качестве катализатора и других процессах нефтепереработки и нефтехимии, представляют серьезную экологическую проблему [1]. Они, накапливаясь в отвалах и открытых прудах-накопителях, с течением времени вымываются атмосферными осадками, и, тем самым, загрязняют водный и воздушный бассейны. В то же время, кислый гудрон является ценным вторичным материальным ресурсом для получения некоторых продуктов, в том числе битумных материалов [2, 3].

Целью данного исследования является нейтрализация кислых гудронов производства сульфонатных присадок шламом химводоочистки на ТЭЦ с получением на основе продуктов нейтрализации битумных материалов. В качестве нейтрализующего агента использовали шлам химводоочистки с Полоцкой ТЭЦ с рН 10,5, который до настоящего времени не нашел квалифицированного применения и скапливается в отвалах. Обработку кислого гудрона проводили следующим образом: кислый гудрон нагревали до 110 °С и смешивали со шламом химводоочистки в концентрации 15 % мас. на гудрон, время нейтрализации 20 минут.

На основе продуктов нейтрализации кислого гудрона предложено получать мастику битумную кровельную горячую соответствующую ГОСТ 2889, в промышленных условиях для получения данной мастики применяются различные пылевидные наполнители и, в частности, тонкомолотые доломиты, имеющие щелочную среду.

В качестве битумного вяжущего для приготовления мастики использовали два образца: нефтяной дорожный битум БНД 60/90 и строительный битум марки БН 90/10. Для исходных образцов определены их температуры размягчения по КиШ (у БНД 60/90: 53 °С, у БН 90/10:

110°C) и глубина проникания иглы при 25 °С (у БНД 60/90: 68,4х 0,1 мм., у БН 90/10: 15х0,1 мм.).

Для битумных мастик определена температура хрупкости в морозильной камере, гибкость и теплостойкость по ГОСТ 2889, полученные результаты приведены в таблице 1, установлено, что полученные значения не выходят за нормативные значения для мастик марок МБК-Г-65 и МБК-Г-85.

Таблица 1.

Характеристики битумных мастик на основе нейтрального КГ

Наименование показателя	МБК-Г-65 по ГОСТ 2889	БНД 60/90 и 15% мас. нейтрального кислого гудрона шламом химводоочистки	МБК-Г-85 по ГОСТ 2889	БН 90/10 и 15% мас. нейтрального кислого гудрона шламом химводоочистки
1. Теплостойкость в течение 5 ч, °С, не менее	65	65	85	85
2. Температура размягчения по методу «Кольца и шара», °С	68-72	74,5	88-92	102
3. Гибкость при температуре (18±2) °С на стержне диаметром, мм	15	15 (выдерживает)	30	30 (выдерживает)
4. Содержание наполнителя, % по массе: пылевидного	25-30	до 15	25-30	до 15
5. Содержание воды, % масс.	Следы	Отсут.	Следы	Отсут.
6. Температура хрупкости битумного вяжущего, °С не выше	-15	ниже -15	-12	ниже -12

Анализ зависимости изменения глубины проникания иглы при 25 °С битумной мастики после добавления продукта нейтрализации кислого

гудрона показал, что полученная добавка практически не влияет на показатель пенетрации битума БН 90/10 с изначально высоким содержанием асфальтенов, а добавление нейтрального продукта к дорожному битуму БНД 60/90 приводит к существенному повышению его твердости, более чем в 2 раза уменьшается глубина проникновения иглы при вовлечении 20% масс. нейтрального продукта. Что, вероятно, связано с увеличением содержания асфальтенов.

Анализ зависимости изменения температуры размягчения битумной мастики после добавления продукта нейтрализации кислого гудрона показал, что температура размягчения мастики на основе БНД 60/90 повышается, т.к. добавляется нейтральный продукт с температурой размягчения 60°C и, вероятно, происходят дополнительные процессы структурирования, а теплостойкость мастики на основе БН 90/10 ухудшается, поскольку к нему добавляют более легкоплавкий компонент.

Таким образом, продукт нейтрализации кислого гудрона производства сульфонатных присадок белорусского нефтехимического предприятия шламом химводоочистки может рационально утилизироваться путём смешения с битумными вяжущими и получения мастик битумных кровельных горячих соответствующих требованиям ГОСТ 2889.

Библиографический список

1. Получение на основе нейтрализованных кислых гудронов нефтехимических предприятий битумных материалов / Ю. А. Булавка [и др.] // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2018. – № 11. – С. 108-111.

2. Переработка кислого гудрона производства сульфонатных присадок в битумные материалы методом термоокисления / С. Ф. Якубовский [и др.] // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2015. – № 3. – С. 96-99

3. Филиппова, О. П. Битумное вяжущее на основе кислого гудрона / О. П. Филиппова // Известия высших учебных заведений. Серия «Химия и химическая технология». – Иваново, 2002. – С. 75-78.

4. Хмелева, М. В. Анализ вяжущих битумных материалов, полученных из кислых гудронов, на соответствие требованиям ГОСТа / М. В. Хмелева // Вестн. Нижегород. ун-та им. Н. И. Лобачевского. – 2013. – №4 (1). – С. 93-97.

5. Москаленко, А. С. Битумные материалы на основе нейтрализованных кислых гудронов / А. С. Москаленко, Ю. А. Булавка // Актуальные вопросы современного химического и биохимического материаловедения: материалы V Междунар. молод. науч.-практ. школы-конференции / отв. ред. О. С. Куковинец. - Уфа: РИЦ БашГУ, 2018 - С. 188-192.

6. Москаленко, А. С. Получение битумных материалов на основе нейтрализованных кислых гудронов / А. С. Москаленко, Е. А. Стельмах, Ю. А. Булавка // Сборник докладов 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» – Том 2. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – С. 380.

Возможные технологические схемы эксплуатации подземного хранилища сжиженного углеводородного газа на базе подземного резервуара Оренбургского ГПЗ

Рисковец Л. С.

Российский Государственный Университет Нефти и Газа(НИУ)

им. И.М. Губкина в г. Оренбурге(ОФ)

В настоящее время широкое распространение получило хранение как газообразных (природный газ, гелий, воздух), так и жидких (пропа-бутан, нефть, нефтепродукты) продуктов в подземных резервуарах, сооружаемых разными способами в непроницаемых горных породах.

Широкое применение подземных хранилищ в каменной соли обусловлено, в первую очередь, физическими, физико-химическими и химическими свойствами каменной соли как горной породы, вмещающей выработку-емкость. Химическая инертность каменной соли по отношению к углеводородам в совокупности с отсутствием кислорода и стабильностью температуры и давления обеспечивает сохранение качества товарных углеводородных продуктов. Поэтому подземные хранилища в каменной соли идеально подходят для хранения таких углеводородов, как бутан, пропан, пропилен, и других, которые в термобарических условиях подземного резервуара способны находиться в сжиженном состоянии.

В настоящее время разработка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения находится в стадии растущей добычи. Освоение нефтегазоконденсатных месторождений и нефтяных оторочек позволяет снизить темпы падения добычи углеводородов. Однако к безвозвратным потерям продукции приводят сбои в реализации продукции или ведение плановых ремонтно-профилактических работ, особенно на ГПЗ и на продуктопроводах жидких углеводородов.

Решение вопроса строительства подземного хранилища сжиженного углеводородного газа на базе существующего двухскважинного подземного резервуара на Оренбургском ГПЗ позволит ликвидировать потери СУГ, улучшить систему отгрузки потребителю и при небольших

капитальных затратах получить существенную прибыль. Для выбора рациональной технологии эксплуатации хранилища СУГ для условий Оренбургского ГПЗ выполнен анализ существующих схем (описанных ранее) эксплуатации подземных хранилищ жидких продуктов, сооружаемых в каменной соли.

Библиографический список

1. Аналитические данные по скважинам СК-1 и СК-1А Оренбургского ГПЗ.

Создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума

Лебедева А.Ю.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Идея: создание цифровой модели для реализации экспериментов в искусственной среде, а не на реальной установке.

Цель: создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума

Задачи:

1. Анализ технологического процесса производства битума;
2. Анализ экспериментальных данных с установки;
3. Идентификация передаточных функций;
4. Расчет ПИД-регулятора;
5. Разработка цифровой модели в среде *Simulink*;

Достигнутые результаты

Был рассмотрен технологический процесс непрерывного окисления гудрона в аппаратах колонного типа, а также создана часть цифровой модели установки.

В ходе исследования была разработана универсальная программа по идентификации передаточных функций, которая может применяться на любой существующей установке, в которой есть значения входных и выходных параметров процесса.

Ожидаемые результаты

1. Расширение взаимосвязей входных и выходных величин до максимально возможного;
2. Нахождение оптимальных настроечных параметров ПИД-регуляторов для минимизации ошибки регулирования;

3. Установление связи регулируемых параметров и показателей качества продукта;
4. Прогнозирование изменений регулируемых параметров;
5. Организация многосвязного регулирования на основе оптимального управления с прогнозирующей моделью;
6. Создание цифрового двойника.

Научный руководитель: доцент Барашкин Р.Л.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ

Управление человеческими ресурсами в Национальной иранской нефтяной компании

Мостаджеран Г.М., Хадавимогоаддам Ф., Хадави М.М.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Целью данной работы является изучение и анализ основных методов управления человеческими ресурсами в Национальной иранской нефтяной компании.

Данная тема очень актуальна в современное время, поскольку от эмоционально-психологического климата на предприятии, использования определенных методов управления человеческими ресурсами зависит развитие компании и эффективность трудовой деятельности. Каждый день в различных организациях возникают проблемы, связанные с неправильными подходами к управлению, виновниками которых становятся как рядовые сотрудники, так и руководство. В большей степени данная проблема ложится на плечи руководителей компаний, которые должны одобрить и утвердить методы управления, разработанные учеными-экономистами. Мастерство и профессионализм руководителей и менеджеров предприятия показателен в применении тех или иных методов управления, их совместном использовании.

Национальная иранская нефтяная компания является одним из крупнейших предприятий на Ближнем и Среднем Востоке. Главная цель Иранской национальной нефтяной компании заключена в получении предельной отдачи от материальных и нематериальных вложений в человеческий капитал посредством специальной системы: мотивирующей каждого сотрудника к целедостижению; способной к объективной оценке результативности трудовой деятельности; справедливо вознаграждающей и поощряющей трудовые достижения сотрудников.

Основные задачи компании заключены в создании эффективной системы управления человеческими ресурсами, которая повлияет на повышение ее статуса как лучшего работодателя в данной сфере экономики. Кроме того компания к своим задачам относит и обеспечение рабочими местами молодых специалистов.

Политика управления человеческими ресурсами представляет собой основополагающий документ компании в данной сфере, выражающийся в соответствии с корпоративными стандартами, регламентами и процедурами. Каждое положение политики управления человеческими ресурсами представляет собой обязательные правила для каждого сотрудника компании. Что касается методологии управления человеческими ресурсами, компания использует комплекс методов, в

который включены: административно-организационные, экономические и социально-психологические.

Большое значение в компании имеет использование экономических методов управления, которые, прежде всего, касаются системы вознаграждений за выполняемый труд. В компании действует эффективная система общего вознаграждения, которая позволяет привлекать, удерживать и мотивировать сотрудников, работа которых благоприятно скажется на работе всей компании и сыграет важную роль в достижении целей компании без излишних расходов. Общее вознаграждение разделяют на материальное и нематериальное (рис. 1)

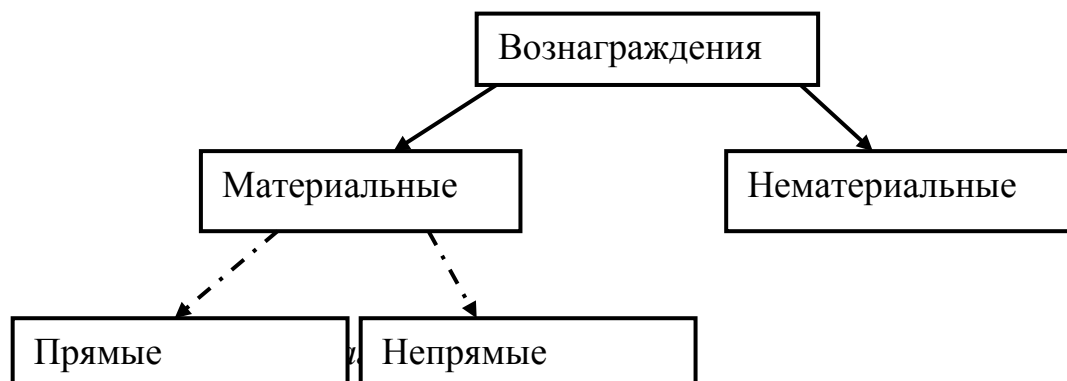


Рисунок 1. Виды вознаграждений

Источник: Официальный сайт Национальной иранской нефтяной компании <http://www.nioc.ir/>

Социологические методы применяются в Национальной иранской нефтяной компании в равной степени, так как они способствуют выявлению лидерских качеств среди сотрудников и организации сплоченного коллектива, основанного на принципах равенства и взаимоуважения.

Таким образом, становится ясно, что процесс управления человеческими ресурсами в Национальной иранской нефтяной компании совмещает в себе использование элементов административных, экономических и социально-психологических методов. Важно отметить, что важную роль при управлении персоналом в иранской компании играют национальные традиции и религиозные нормы.

Однако в сфере управления Национальной иранской нефтяной компании существует ряд проблем. Прежде всего, это доминирование административно-организационных методов в управлении человеческими ресурсами. Также одной из проблем являются недостатки в системе информирования сотрудников. Отсутствие дополнительных бонусов также тормозит эффективность на производстве. Несмотря на использование, социально-психологических методов управления, в Национальной

нефтяной компании уделяется недостаточное внимание к психологическому климату на предприятии. Специальные тренинги проводятся очень редко, представляя собой короткие формальные собрания на предприятии.

Кроме того, одной из серьезнейших проблем НИНК является неподготовленность к управлению персоналом в условиях кризиса.

Итак, несмотря на использование всех методов управления, Национальная иранская нефтяная компания нуждается в их совершенствовании. Ввиду чего проводится постоянная разработка рекомендаций по улучшению систему управления человеческими ресурсами на данном предприятии.

В работе были исследованы проблемы совершенствования системы управления человеческими ресурсами в иранских компаниях. Проанализировав национальные особенности управления человеческими ресурсами в Национальной Иранской нефтяной компании, удалось установить, что применение новейших методов менеджмента в Иране реализуется с учетом традиций и религиозных норм, а также принципов общечеловеческой морали и внимательного отношения к психоэмоциональному фону компании. Особое отношение к сотруднику, уважение его прав характерно для иранской системы управления. Таким образом, необходимо сказать, что подобное соединение традиций и инноваций благоприятно сказывается на стремительном развитии иранской экономики.

Библиографический список

1. Официальный сайт Национальной иранской нефтяной компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (<http://www.nioc.ir/>)
2. Yeganeh, H. An examination of iranian management culture / H. Yeganeh // characteristics and organizational implications. – Tehran. - 2007.
3. Namazie, P. The Development of human resources management in Iran / P. Namazie, M. Tayeb // Paper Presented At Ist. Hr Conference. – Tehran, 2007. – 3 p.
4. Чернов, А. В. Управление человеческими ресурсами в государственном секторе Исламской Республики Иран / А. В. Чернов, А. Т. Эбрахими // Молодой ученый. — 2014. — №20. — С. 428-429.

Инновации в сфере обеспечения информационной безопасности деятельности российских нефтегазовых компаний

Еременко О.В., Новикова А.С.

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

Ухудшение конъюнктуры мирового рынка энергоносителей, ужесточение конкурентной борьбы, появление на рынке новых агрессивных игроков, нарастание геополитического одиночества России и др. факторы макроэкономической среды [1] обусловили необходимость формирования эффективной системы информационной безопасности деятельности нефтегазовых компаний в каждом звене цепочек поставок углеводородов, начиная от геологоразведки и заканчивая реализацией конечным потребителям. Информация в каждом случае является оболочкой ценнейших активов компаний, в том числе, и ресурсной базы, а модель (инфраструктура) потока информации позволяет обеспечить защищенность объектов и бизнес-процессов от внешних вторжений, политических угроз; стабилизирует позиции компаний, энергетическую безопасность и независимость России в глобализирующемся энергетическом пространстве [2].

Сразу отмечу, что заблуждением является широко используемый в современной практике подход, где информационную безопасность связывают исключительно с проблемами информационных технологий. В статье подчеркну важность комплексного подхода к формированию эффективной системы, базирующейся на корпоративной культуре и объединяющей решение проблем технологических инноваций, социальной ответственности бизнеса, государственного регламентирования процессов и т.д. [3]. Значимость корпоративной культуры обусловлена, в свою очередь, тем, что она предполагает четкую формулировку обязанностей и доступа к той или иной информации каждого сотрудника, тем самым снижая уровень информационного риска при переходе компаний на новый уровень автоматизации, цифровой экономики, массовом внедрении дистанционных методов управления процессами (в ГРП, бурении), обменом знаниями.

Проблема заключается в том, что все эти инновационные процессы подразумевают увеличение количества устанавливаемых датчиков, и, следовательно, рост точек входа и выхода из системы управления [4]. В результате теряется контроль над сохранностью колоссальных массивов данных, в особенности, в сегменте разведки и геофизики. Здесь информационный риск выражается не только в снижении достоверности прогноза, но и анализе основных допущений, критически важных для формирования сейсмических карт и подповерхностных изображений,

уточнения структуры подземных горизонтов. Во время бурения защита информации позволяет предотвратить человеческий фактор (ошибку) и оптимизировать управление процессом с помощью многочисленных измерений, предотвращая расхождение в оценке эксплуатационных характеристик.

Однако, ни одна даже самая логическая система не может исключить свою уязвимость. Это связано со значительной долей участия в процессах нефтегазовых компаний подрядчиков и субподрядчиков; большим объемом информации, предоставляемым общественным и государственным организациям; постоянным изменением качества управляемых объектов. Что ставит информационную безопасность в один ряд с физической. Они связаны между собой взаимодействующими элементами корпоративной системы, включая реакцию на изменение окружающей среды и обратные связи. Каждая из них охватывает технологию, экономику и экологию [5]. В идеале они должны компенсировать слабые места друг друга, формировать сетевую безопасность с целью обеспечения оперативного доступа ко всем службам, потоку данных и пользователям.

Для достижения максимального уровня защищенности внедряют инновационные методы и системы сетевой защиты (ССЗ), позволяющие полностью устранить опасность вторжения, снизить вероятности изменения элементов технологических процессов, минимизировать влияние человеческого фактора, умышленный вред и отказ (отключение) оборудования. Большой интерес представляют в этой связи представляют создаваемые российскими программистами государственно-частные платформы защиты нефтегазовой инфраструктуры. Они гармонизируют оперативные данные с соответствующими данными безопасности на разных уровнях архитектуры сети, способствуют внедрению безопасных логических моделей с надежными средствами контроля безопасности (например, Tudor) [6]. Для достижения системных результатов важно установить сферу доверия между конкретными администраторами и выбрать наиболее соответствующую технологическому процессу архитектуру развертывания, исключая доступ другим пользователям и моделирующую сценарий событий при кибератаке. При этом система должна предусмотреть, с помощью веб-доставки, уничтожение жесткого диска пользователя с полной потерей всей информации. ССЗ должна базироваться на матрице рисков, которая позволит эффективно выявить слабые места системы, распределить обязанности среди администраторов, увеличить возможности обнаружения вторжения и минимизации негативных последствий.

Подводя итог и учитывая факторы информационных рисков, смею предположить первостепенность внедрения инновационных ССЗ,

направленных на техническую интеграцию данных без ущерба для безопасности компаний; ввод в действие логических моделей с надежными средствами контроля безопасности; формулировку четких областей ответственности каждого сотрудника; максимальную защиту от взлома; уменьшение вероятного негативного влияния на результат будущих событий. Подобная система позволит повысить уровень информационной безопасности российских нефтегазовых компаний и отстоять их роль на международной энергетической арене.

Библиографический список

1. Еременко, О. В. Проблемы управления инновационной деятельностью российских нефтегазовых компаний в условиях нарастания геополитического одиночества. / О. В. Еременко, А. С. Новикова // «Междисциплинарный подход к исследованию экономики»: сборник материалов III Международной научно-практической конференции. В 3-х ч. Ч.1. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2017. – С.153-156.

2. Конопляник, А. Рынок газа в условиях неопределенности./ А. Конопляник [Электронный ресурс] // PRO-GAS. – 2014. – 03 февраля. – Режим доступа: <http://pro-gas.ru/price/news/98.htm>.

3. Еременко, О. В. Макроэкономические аспекты необходимости перехода к инновационно-ориентированной модели управления нефтегазовым комплексом России в условиях формирования глобального газового рынка / О. В. Еременко // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. – 2017. – № 4, Ч.3. – С. 73-77.

4. Еременко, О. В. Инновационные технологии управления персоналом в нефтегазовом комплексе: учебное пособие / О. В. Еременко. – Москва - Берлин: Директ-Медиа, – 2017. – 192 с.

5. Новикова, А. С. Оптимизация методов управления ресурсами УВС для обеспечения роста инновационного потенциала нефтегазового бизнеса России. / А. С. Новикова, О. В. Еременко // Общество в эпоху перемен: формирование новых социально-экономических отношений: материалы международной научно-практической конференции. Ответственный редактор А. А. Зарайский. – Саратов: Академия бизнеса. – 2017. – С. 77-79.

6. Еременко, О. В. Инновационные технологии в сфере управления корпоративными финансами нефтегазодобывающей компании / О. В. Еременко // «World science: problems and innovations»: сборник статей победителей VIII Межд. научно-практ. конф. Ч.2. / Под общ. ред. Г.Ю. Гуляева. – Пенза: МЦНС «Наука и просвещение». – 2017. – С. 126-129.

Научный руководитель – Шпаков В. А., к.э.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Перспективы формирования рынка Национальной технологической инициативы ChemNet через создание нефтехимических кластеров

Едренкина А.А. ООО «РН-Снабжение», Фокеев М.А.

Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», г. Москва

Химическая промышленность как в мире, так и в России является динамично развивающейся: растут объемы производства, номенклатура продукции, уровень дифференциации продуктовых единиц. Развитие химической промышленности важно и для других отраслей экономики, которые являются потребителями готовой продукции и полуфабрикатов.

В целом по отрасли растет экономическая эффективность перехода к производству продукции более высокого передела. Мультипликатор роста стоимости при переработке нефти и газа в сырье для нефтехимической промышленности равен 1,9, в мономеры 3,7, в пластики - 8,3, а на изделия из пластмасс больше 15.

Расширение мощностей, новые технологические решения происходят на фоне высоких темпов потребления полимеров, который по прогнозу Сибура увеличится к 2020 году до 1471 млн. в год и составит 30% от общего производства полимеров в России. Тенденция к концентрации производства на территории России подтверждается прогнозами об общеотраслевом росте объемов производства полимеров, в частности, полиэтилена на 376% к 2020 году, полипропилена на 238% в сравнении с 2015 годом [2, 3].

Увеличение объемов производства возможно при условии ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей, обновления технологических процессов на предприятиях. Иной формой развития выступает консолидация капитала (технологического, человеческого, инфраструктурного) и использование синергетических эффектов взаимодействия. В связи с этим, исследовательские вопросы работы стоят в области, во-первых, определения форм взаимодействий для российских нефтехимических компаний, во-вторых, количественной оценке степени готовности российских компаний и регионов к технологическим трансформациям и, в-третьих, в определении ролей и функций федеральной и региональной власти и компаний в этих процессах.

Актуальность и новизна работы состоит в том, что в исследовательском и практическом поле развитие нефтехимических кластеров рассмотрено недостаточно подробно. Количество публикаций, целенаправленно оценивающих готовность регионов и компаний к работе в формате промышленных кластеров - нет. Отдельные показатели

встречаются в рамках других индексов, например, рейтинга инновационного развития регионов России.

На примере созданного в рамках долгосрочной целевой инновационной программы Республики Башкортостан Нефтехимического территориального кластера (далее - НХТК РБ), как площадки, объединяющей компетенции в разработке и производстве нефтехимической продукции. В работе выявлены проблемы развития кластера, лежащие в плоскости технологических процессов и эффективности использования мощностей, качества готовой продукции, стратегического планирования [2]. Анализ внешней среды, в особенности международного опыта функционирования нефтехимических кластеров позволил выделить соответствующие тренды развития:

1. Продукты химического комплекса трансформируются в материалы с новыми и заданными свойствами, экологически чистые химические материалы.

1.1 Разрабатываются гибкие химико-технологические системы по расширению спектра химических продуктов;

1.2 Исследуются возможности использования искусственного интеллекта в производстве;

1.3 Развиваются технологии глубокой переработки углеводородного сырья и экологизация производственных систем.

2. Внедрение в производственный процесс новых технологий, в том числе технологий индустрии 4.0.

3. Развитие возобновляемых источников энергии и отказ от транспорта, работающего на углеводородном топливе в долгосрочной перспективе, приведет к «высвобождению» значительного количества добываемой в России нефти [1].

Отдельно рассматривается практика взаимодействия власти и бизнеса через региональную программу «Химическая сеть», направленную на применение и развитие технологий 4.0. Программа позволяет использовать возникающие синергетические эффекты в области цифрового моделирования, мехабиотроники, искусственного интеллекта и систем управления [2].

Создание рынка ChemNet в рамках Национальной технологической инициативы, в первую очередь, будет развивать продукт инициативы «Химическая сеть», который представляет собой интеллектуальную сетевую систему, состоящую из пяти взаимосвязанных уровней управления и цифрового моделирования: химических веществ, продуктов синтеза химических веществ (материалов), технологий и методов синтеза химических веществ, технологических процессов, а также организационных (бизнес) процессов.

Выводы статьи имеют как теоретическую, так и практическую значимость. В области теоретического поля, в работе проводится поиск метрик, который позволит оценить уровень готовности регионов и компаний к развитию нефтехимических производств. Кроме этого, исследован международный опыт развития промышленных кластеров. На примере НХТК РБ описан опыт взаимодействия органов региональной власти и компаний отрасли через реализацию инициативы «Химической сети». Дальнейшее развитие темы сосредоточено в области создания метрик оценки уровня готовности регионов и компаний к технологической модернизации, а также определения наиболее перспективных компаний и регионов для реализации мероприятий инициативы «Химической сети» на межрегиональном масштабе в рамках нового рынка Национальной технологической инициативы – ChemNet.

Библиографический список

1. Едренкина, А. А. Трансформация рынка нефтепереработки и нефтехимии Республики Башкортостан 2020-2040 гг. / А. А. Едренкина, С. Ф. Сайфуллина // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: материалы VI Международной научно-практической конференции. – 2017. – С. 126 – 129.
2. Сайфуллина, С. Ф. Стратегические приоритеты развития нефтехимических производств в России / С. Ф. Сайфуллина, А. А. Едренкина // Экономика и предпринимательство, 2018. – № 7. – С. 1039-1045.
3. Shakhov, A. A. Growth potential of global competitiveness Russian petrochemical industry [Электронный ресурс] / А. А. Shakhov // SIBUR LLC. – Режим доступа: https://presentation_cis2014_alexey_shakhov.pdf

Оптимизация системы стандартизации геологического изучения недр России

Качкин А. А.

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

Метрологическое обеспечение в сфере геологического изучения, использования и охраны недр представляет собой согласованную деятельность по установлению и применению научных и организационных основ, технических средств, норм, правил и методик, и обеспечивает достижения единства и требуемой точности измерений параметров геологических объектов.

Необходима оптимизация системы стандартизации геологического изучения недр и недропользования России на базе современных, отечественных сертифицированных инструментальных технологий.

Основная задача – формирование концепции стандартизации и научно-методических основ базовой системы стандартизации и обеспечения качества геологического изучения недр и недропользования, при которой недропользование будет удовлетворять экономические и экологические интересы настоящего и будущих поколений страны с учетом требования ФЗ «О техническом регулировании».

Концепция и основополагающие документы разрабатывается с учетом норм национального законодательства, действующих двусторонних и многосторонних договоров, действующих нормативно-методических и технических документов, предназначены для последующей разработки и принятия долгосрочных программ геологического изучения недр на стратегически важные полезные ископаемые и необходима для формирования технической политики геологического изучения недр.

Исходными данными является существующая система национальной и отраслевой систем стандартизации, имеющийся фонд нормативно-технической и правовой информации.

Разработка концепции, научно-методических основ, актуализация нормативной базы и оптимизация организационной структуры системы стандартизации в области геологического изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы проводится на основе современных знаний и методических подходов, системного решения проблемы на основе коллективного создания единого информационного и нормативно-правового пространства, открытого и доступного для всех заинтересованных сторон.

В рыночных условиях одной из актуальнейших проблем является обеспечение качества продукции. При осуществлении деятельности в области геологического изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы для достижения устойчивого развития общества необходимо опираться на принципы стандартизации, при которых недропользование будет удовлетворять экономическим и экологическим интересам настоящего и будущих поколений страны с учетом требования ФЗ «О техническом регулировании», требований международного сообщества.

Концепция стандартизации в области геологического изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы обязана учитывать нормы национального законодательства, действующих двусторонних и многосторонних договоров, действующих нормативно-методических и технических документов, и необходима для формирования технической политики геологического изучения недр.

Создание и актуализация базы данных по действующим нормативно-методическим документам и информационно-инструментальным технологиям и использование их в работе является одним из важных направлений деятельности любого предприятия, организации, структуры, участвующих в формировании данных о геологической среде и месторождениях полезных ископаемых.

Такая база данных представляет собой интегрированную многоуровневую территориально распределенную систему, включающую информационный фонд и комплекс организационных, программно-технических, нормативно-правовых и других средств, обеспечивающих сбор, регистрацию, хранение, учет и централизованное использование информации [1,2].

Создание базы обеспечивает решение следующих задач:

- обеспечение органов государственной власти РФ, органов государственной власти субъектов РФ, территориальных органов МПР России, органов местного самоуправления, организаций и граждан нормативно-правовой и методической информацией об использовании природных ресурсов и охране окружающей среды;

- способствует формированию единой информационно-аналитической системы природопользования и охраны окружающей среды на единой нормативно-методической, технологической и телекоммуникационной основе;

- обеспечение полного доступа к имеющимся в системе МПР РФ разработкам;

- способствует унификации геологоразведочного процесса;

- формирование и совершенствование системы обучения работе с современными программно-информационными средствами, включая ГИС-технологии, обработку космоснимков и др., как в системе МПР России, так и вузовского образования.

Требуется создание и актуализация базы данных по современным стандартизованным и сертифицированным информационно-инструментальным технологиям (аэро- и наземных геофизических, геохимических, буровых, аналитических), что позволит любой организации своевременно принимать эффективные решения, быть конкурентоспособной в современных условиях.

Выделяются разработки восьми проектов:

- концепции стандартизации в области геологического изучения и воспроизводства МСБ;

- Положения о структуре и функциях Системы стандартизации в сфере недропользования;

- Реестра исходных отраслевых эталонов единиц физических

величин, применяемых при геофизических исследованиях в сфере недропользования;

– Реестра рабочих калибровочных эталонов единиц физических величин, применяемых при геолого-геофизических исследованиях в сфере недропользования;

– национального стандарта «Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению (геология, геофизика, в т.ч. аэрогравиметрия), использованию и охране недр в РФ»;

– «Методики контроля за соблюдением установленных требований к метрологическому обеспечению средств геофизических, гидрогеологических, лабораторных, геодезических и иных измерений органами государственного геологического контроля»;

– создания Российского центра стандартизации и сертификации геофизической и геологической продукции («Росгеостандарт»);

– создания Научно-образовательного центра «Российские технологии разведки и разработки недр» (НОЦ «Ростехразведка»).

Библиографический список

1. Абросимов, М. Г. О национальных стандартах в области геологического изучения недр / М. Г. Абросимов, А. М. Блюменцев // Российская газета. – 2011. – № 16. – С. 127.

2. Метрология, стандартизация и сертификация в области геологического изучения недр / И. М. Хайкович [и др.] // Аппаратурно-методические комплексы и технологии ГИС и ядерно-геофизические методы для исследования рудных и нерудных скважин: мат-лы Межд. науч.-практ. конф. – Октябрьский, 2012. – С. 208-210.

Научный руководитель: Игнатъева М. Н., д.э.н., профессор.

Программно-целевые технологии в прогнозировании и планировании топливно - энергетического баланса

Носова Ю.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализируя существующую практику отраслевого и территориального планирования и прогнозирования, которое распространено в РФ и за рубежом, можно обозначить недостаточную разработанность теоретико-методических подходов к методическому обеспечению и организации планирования и прогнозирования. Частое несоответствие итогов и намерений, а также их систематический пересмотр – довольно распространённые явления. Это положение дел

отрицательно воздействует на состоянии энергетического рынка и устойчивости развития региона. Последствия недостатков планирования в энергетике могут быть катастрофичны, но чаще они приводят к экономическим потерям и дисбалансам в развитии.

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что в российской и мировой практике разработка прогнозных и отчетных энергетических балансов общепринято ведется в относительных и натуральных единицах (нефтяного эквивалента или тоннах условного топлива). Но для воплощения комплексного анализа финансовых, стоимостных и материальных потоков в энергетическом секторе этого недостаточно.

Топливо - энергетический баланс – форма количественного выражения пропорций производства и потребления энергетических ресурсов. [1]

В настоящее время разработчиками предлагаются различные методики составления прогнозных ТЭБ, основанные на итерационном подходе к формированию взаимосогласованной системы ТЭБ федерального и региональных уровней. Достоинством данного подхода является то, что он позволяет согласовать решения по управлению производством и распределением топливно-энергетических ресурсов на федеральном и региональном уровнях в соответствии с реализуемыми целевыми программами развития топливно-энергетических комплексов (ТЭК). Так, например, комбинирование методов разработки «от страны к регионам» и «от регионов к стране» предполагает составление ТЭБ регионов на основе прогнозов ТЭБ страны, а также с учетом возможных сценариев социально-экономического развития страны и регионов [2].

Методологические принципы прогноза ТЭБ кроме общесистемных требований должны предусматривать : вероятную диверсификацию энергии и топлива в структуре баланса; соотношение ТЭБ с частными и государственными инвестиционными программами; учет технологических возможностей и инновационной составляющей ТЭБ; налаживание темпов замещения традиционных ресурсов сырья альтернативными; учет региональных качеств формирования баланса; волатильности рисков и цен и др.

Программно - целевой подход конкретизирует системный подход при принятии решений в простых системах, является важным направлением прогнозирования. Во всём мире за последние 30 лет было выявлено большое количество исследований по задачам управления и программного планирования. В течении времени разработок было достигнуто много результатов в сфере технологии программного планирования , методологии и организации программного управления. На рисунке 1 представлена схема по внедрению программно - целевых технологий в процесс прогнозирования и планирования ТЭБ.



Рисунок 1. Дерево целей

Программно - целевой метод считается относительно новым по сравнению с другими и недостаточно разработанным. Программно - целевые технологии могут быть эффективно использованы при формировании ТЭБ. Данный подход позволяет реализовать потребность в осуществлении интеграционных процессов, дает возможность достижения поставленных целей, помогает в реализации кардинальных изменений в комплексе. Одно из самых важных направлений обеспечения энергобезопасности России является рационализация структуры ТЭБ.

Целевой прогнозный топливно-энергетический баланс России на период до 2035 года предусматривает увеличение производства и потребления первичных энергетических ресурсов на 26 – 27% с 2010 по 2035 год, а также изменение его структуры.

Библиографический список

1. Пленкина, В. В. Научно – методические основы прогнозирования топливно – энергетического баланса: монография / В. В. Пленкина, И. В. Осинская. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 157 с.

2. Михайлов, С. А. Процедура составления прогнозного топливно – энергетического баланса региона “Вестник Московского энергетического института” / С. А. Михайлов, А. А. Балябина. - Национальный исследовательский университет “МЭИ”, 2009 - №5. 112-116.

Научный руководитель: Осинская И. В., кандидат экономических наук, доцент кафедры “Менеджмент в отраслях ТЭК”.

Прикладная HR-аналитика: проблемы и пути решения

Буренин А.Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Современный бизнес подвержен влиянию множества внешних факторов, таких как конкуренция, экономическая нестабильность, возникновение непредвиденных ситуаций неопределенности и другими комплексными проблемами. В условиях постоянных изменений бизнесу критически важно принимать оптимальные решения для достижения максимально возможной производительности, важным фактором принятия оптимальных решений служит человеческий капитал. [3]

Таланты сотрудников – самый важный ресурс компании, а при правильном применении может принести дополнительный доход бизнесу. В распоряжение HR специалистов большое количество готовых данных о сотрудниках, а именно:

- кадровое разнообразие;
- время найма;
- коэффициент оборачиваемости персонала и причины увольнений;
- соотношение между постоянными и временными работниками;
- качество выполненной работы;
- степень вовлеченности в рабочий процесс и т.д.

Однако доступ к данной информации не означает ее конструктивное использование и прикладное применение. При этом обработка и аналитика HR метрик - ключевой фактор повышения производительности и, как следствие, улучшения показателей компании и оценки ее стоимости. С этой целью необходимо внедрять проверенные и прикладные аналитические методы в зависимости от имеющихся проблем и поставленных задач.

Если служба управления персоналом собирает много данных и применяет неверные аналитические подходы, компания получит просто большое количество данных, потраченное время и финансы. Например, показатели по всем метрикам, которые собирает компания, должны быть правильно определены и классифицированы. Предварительно HR-специалисты должны определить и сформулировать проблемы, к решению которых компания хочет прийти через использование инструментов анализа Big Data. Применяя возможности HR-аналитики, можно проводить как прогнозную аналитику, так и “рекомендательную” аналитику (при учете которой планируется дальнейшая HR-стратегия компании). К примеру, такая аналитика может помочь находить таланты, необходимые компании, понять, какой отдел перерабатывает, и где нужно снизить нагрузку, а также вовремя вычислять людей, которые могут уволиться, что особенно важно для ключевых сотрудников. [2]

По отчету Deloitte Global Human Capital Trends 2018, 69 процентов организаций создают интегрированные системы для анализа данных, связанных с работниками, а у 17 процентов уже есть информационные панели в режиме реального времени, позволяющие справиться с лавиной цифр новыми и полезными способами. И ежегодно все больший процент компаний связывает свой успех с HR-прогрессом. К рассмотрению предлагаются 5 шагов по внедрению HR-аналитики в компании. [1]

1. Определение проблемы бизнеса, которую необходимо решить.

Первым этапом служит определение проблемы, которую компания хотела бы устранить в секторе HR. Например, это могут быть вопросы, связанные с разнообразием рабочих мест, повышением уровня удержания сотрудников, измерением количества денег, потраченных на обучение, или понимания причин отсутствий на рабочем месте. После того, как HR-специалисты соберут общую информацию, связанную с персоналом, которую в дальнейшем необходимо рассмотреть подробнее, нужно определить необходимые показатели для решения этих проблем.

2. Выборка данных, отвечающих на поставленные вопросы.

После постановки вопроса или проблемы переходим ко второму этапу, а именно начинаем собирать и фильтровать данные, необходимые для формирования ответов и решений. Первоначально необходимо проанализировать уже имеющуюся информацию о персонале HR подразделения (о найме, доходах и эффективности). Второй шаг: сбор данных о вовлеченности, проведение опросов, анкетирования и интервью. Третий шаг: необходимо расширить сбор информации на экономическую составляющую бизнеса (финансовых показателей, исследований рынка, денег, потраченных на обучение).

3. Привлечение IT-отдела и внедрение ETL: извлечение, обработка и загрузка данных.

IT-отдел, благодаря наличию эффективных аналитических ресурсов, необходим для определения программного обеспечения и извлечения данных. При помощи ETL процесс позволяет извлекать необходимые данные из источников, которые определяют HR-специалисты, преобразовывают их в правильный чистый и согласованный формат и загружать в аналитическую платформу компании, которая в дальнейшем будет использоваться для анализа. [4]

4. Интеграция результатов.

После первых полученных при помощи анализа данных, компании необходимо вносить коррективы в кадровую стратегию. Например, при определении влияния сверхурочной работы на общую эффективность человека, команды или подразделения, и установить корреляцию с результативностью производственного процесса. Если HR-аналитика сможет показать, что производительная эффективность не коррелирует с

тем, что сотрудники работают дольше необходимого, возможно будет провести изменение штатного расписания и повысить эффективность бизнес-процесса или бизнес-функции.

5. Проведение регулярного анализа.

Для получения лучшего результата должен будет внедриться регулярный процесс HR-аналитики, иначе она будет неактуальной. Даже после решения проблемы, необходимо отслеживать изменения и проверять наличие новых проблем.

При внедрении компанией пяти вышеперечисленных шагов по HR-аналитике появляются перспективы для оптимизации ряда бизнес-функций и бизнес-процессов. Также современные технологии позволяют сгруппировать выполняемые функции на рутинные и те, для выполнения которых необходим творческий подход. На основе этих данных можно будет сделать вывод, какие функции возможно автоматизировать и роботизировать, для каких – заменить сотрудников, а также позволит формировать наиболее стимулирующие KPI.

Ключ к успешной HR-аналитике основан на понимании того, что не размер измеренных данных приводит к результату, а скорее влияние данных на принятие решений в организации. HR-аналитика не должна рассматриваться как необходимость только для HR-подразделения, а скорее как нечто, что может создать ценность для всей организации. Используя потенциал HR-аналитики, HR-специалисты могут проводить как прогнозную аналитику, так и “рекомендательную” аналитику (то есть ту, на основе которой можно создавать рекомендации для дальнейшей HR стратегии компании).

Библиографический список

1. 2018 Deloitte Global Human Capital Trends [Электронный ресурс] // The rise of the social enterprise. – Режим доступа: https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/HCTrends2018/2018-HCTrends_Rise-of-the-social-enterprise.pdf

2. Тренды в области HR-аналитики и big data [Электронный ресурс] // Основные HR тренды 2016 года. – Режим доступа: <http://ashrm.ru/upload/file/HR-trendyi-2016.pdf>

3. Есакова, И. Как устроена HR аналитика в Dell EMC, KPMG и MTS, Yandex Money. [Электронный ресурс] / И. Есакова. – Режим доступа: <http://hr-media.ru/kak-ustroena-hr-analitika-v-emc-dell-kpmg-i-mts-yandex-money/>

4. Шеян, И. Цифровой HR: пора найти свой подход. [Электронный ресурс] / И. Шеян. – Режим доступа: <https://www.cio.ru/articles/121016-Tsifrovoy-HR-pora-nayti-svoy-podhod>

Научный руководитель: Бирюкова Вера Витальевна, кандидат экономических наук, доцент.

Development of an Economical Approach for Investment Optimization in Heavy Oil Industry

Jorge Luis Chacón Solar

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Key words. Oil and Gas investment, heavy oil investment optimization

Introduction. The idea of this paper is topical because heavy oil resources are essential to satisfy global energy consumption for next decades; moreover, an appropriate economic valuation of them will encourage large-scale investments which will stimulate economic growth, create jobs, provide needed energy and generate significant revenues for companies, countries and the society itself, fulfilling climate change policies at the same time.

Aim. The aim of this investigation is to propose an economical approach to take the most optimal investment decision in heavy oil fields, taking into account key variables such as exchange rate, oil benchmarks spread, technology, discount rate, capital and operating costs, taxes and environmental expenses.

Materials and Methods. The method for this research is based on economical, mathematical and statistical methodologies, as well as sensitivity analyzes. As any investment analysis consists in forecasting costs and revenues within an intertemporal framework, this document's subject assess to develop an empirical methodology which could develop a better system for increasing companies' revenues when producing heavy oil restricted to the product and market conditions.

Results. expected results consist in providing a financial model on how to optimize long run investments in heavy oil industry. For this, economical modelling will be carried out

Conclusions. Analysis showed that exchange rate and oil benchmarks fluctuations are not a considerable threat for the model, due to the fact that there is low volatility in the spread among WTI and Brent oil benchmarks, as well as Canadian and US Dollars. On the other hand, increases in technology ratios applied to production highly affect total income and revenues, meaning that the future of economic investments in non-conventional oil is highly related to technological advances. The consequences of increment in costs were also analyzed with a sensitivity analysis, finding that those related with production and transportation are more important than other ones, such as royalties, taxes or emission compliance. This means that technology improvement might reduce more investment's expenses than legal or political costs. Regarding the discount rate, it was found that technology can neutralize the harmful effects of increases in discount rate. With this in mind, a simulation was done with the aim of obtaining the equilibrium among discount rate and technology. Therefore, analysts can know how much technology must change when opportunity costs

vary in order to maintain the equilibrium. In a more specific economic aspect, there is not a generally accepted methodology for forecasting oil prices and predicting oil shocks. Therefore, there is a lot of uncertainty when developing models for income and revenue in the industry, in particular if it's a long run forecast. Equilibrium prices tend to vary due to external and company-internal reasons, making impossible to identify one general oil equilibrium price or one discount rate for the entire industry. On the other hand, the quantity of oil produced is not affected just by financial or economic reasons, but also for qualitative-managerial, legal or environmental reasons; mining the accuracy of any economic approach developed.

Scientific research supervisors: Semykina, I.O., Cand. Sci. (Econ) & Silkin V. Yu., Cand. Sci. (Econ)

Optimal management of topside diluent injection for a heavy oil field

Bello Ayomikun Sunday

Kazan National Research Technological University, Kazan

ABSTRACT

This paper describes an integrated modeling solution designed to minimize the topside diluent requirement while honoring technical and market crude specifications. The field studied is an offshore heavy oil field. It consists of two reservoirs with API gravities of 14 and 12, and oil viscosities at reservoir conditions of 70 cp and 500 cp with all samples exclusively obtained from Rosneft (then Yuganskneftegaz) in charge of the Priobskoye field, Tyumen Region.

KEYWORDS

Diluent, Heavy Oil, Reservoir, API gravities, PVT Consistency, Coalescer, Pipe-IT, Viscosity, Light Oil, Optimization.

ABSTRACT TEXT

Crude oil is classified as light, medium, heavy, or extra heavy according to its measured API gravity. The crude oil classification based on the API gravity are Light Oil, Medium Oil, Heavy Oil and Extra Heavy Oil. Heavy oil fields can be developed using diluent injection at the well level as a flow improver. However, diluent can also be injected at surface. Benefits of topside diluent injection include improved oil/water separation in the surface processing facility and better final oil product quality.

The wells are producing into a two-stage processing facility followed by a coalescer aimed to separate the water from the final sales oil. Diluent is injected

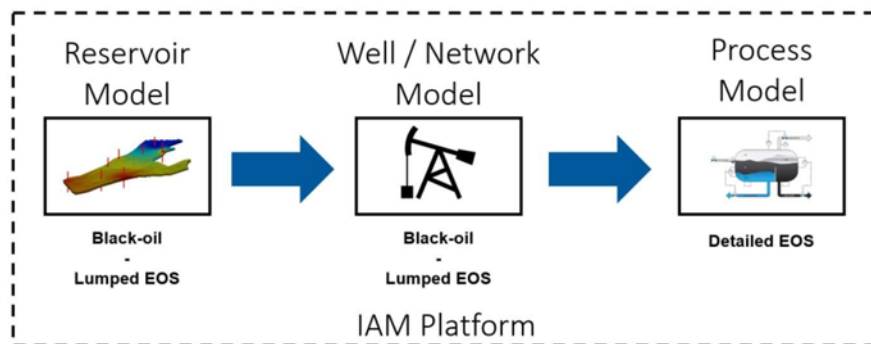
in the surface processing facility prior to the second stage separator. Operating variables include the topside diluent injection rate and the temperature of the second stage separator. The difficulty of the production optimization problem lies in the non-linearity of the process and viscosity models, and the consistency of the fluid's PVT description throughout the production system.

The fields being still in the development phase, the proposed solution is coupled with a reservoir simulator to determine optimal topside diluent requirements over time and foresee eventual bottlenecks in the surface infrastructure design. The proposed solution can easily be used as a real-time management tool during the production phase to find the optimal operating point based on real-time data. The optimal operating point ensures the lowest diluent consumption while meeting all system constraints. Such an approach can lead to significant savings in OPEX.

In general, success of Integrated Asset Modeling lies in:

1. non-disruptive model integration;
2. maintainable solution;
3. acceptable run time and stability.

The importance of the Integrated Asset Model (IAM) platform is significant as it orchestrates the model execution and the flow of data. In particular, the IAM platform has to be able to handle consistently complex petroleum streams, described with different fluid models (black-oil, lumped Equation of State (EOS), or detailed EOS).



The above is the methodology used to build an integrated model of the production system. Engineering models for each part of the system, i.e. reservoirs, well performance, and surface process, are integrated and orchestrated using an IAM platform (*Pipe-It* software). The integrated asset model provides important well and field performance characteristics that were not known or readily assessed by running the models individually. Models were integrated as is, with no major modifications. In particular, existing fluid models (EOS) were used.

Diluent usage may in some cases be a pre-requisite for the development and production of heavy oil fields to extract, process and deliver a crude meeting pre-defined export product specification. This is the case in Canada, Venezuela and in this offshore development. Challenges for operators includes minimizing the diluent volume required while honoring all operational constraints and product specifications. These should not be addressed only with an experience-based and manual procedure as this will leads to excessive usage of blending components. Rather a fast and consistent IAM decision support tool is required to handle highly complex systems.

References:

1. Aponte, H. Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields / H. Aponte, L. Toussaint and M. Ramos. - SPE-69708, 2001.
2. Jose, F. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area / F. Jose, L. Garcia, J. C. Brown. - Venezuela, SPE-139105-MS, 2010.
3. Diluent Injection Optimization for a Heavy Oil Field / A. Hoffmann [et al.]. - SPE-184119-MS, 2016.
4. Hoda, M. F. Well Test Rate Conversion to Compositional Wellstream / M. F. Hoda, C. H. Whitson. - SPE-164334-MS, 2013.

Supervisor: Associate Professor, Kudriashov D. A.

СОДЕРЖАНИЕ

БУРЕНИЕ	3
Отход кремниевого производства как добавка к цементному раствору <i>Зимица Д.А.</i>	3
Анализ зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора на месторождении Западного Казахстана <i>Султан С.К.</i>	5
Способы бурения в условиях многолетней мерзлоты <i>Иванов В. В., Никифоров Н. В.</i>	7
Разработка составов буровых растворов для проходки неустойчивых интервалов скважин <i>Аль-Шаргаби Мохаммед Абдулсалам Таха Саллам</i>	11
ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И ГИДРОГЕОЛОГИЯ	14
Оценка перспектив нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Заманкульской площади РСО-Алания <i>Галкина В.Г., Ревазов М.О.</i>	14
Analysis of the initial reservoir pressure at the fields in Morocco <i>Alina Lisutina, Niasseg Ovona Rezhin Flora, Alana Alborova</i>	16
Проблемы оценки запасов на примере Карсовайского месторождения Удмуртской Республики <i>Батинов И.С., Кашин Г.Ю.</i>	18
Численное моделирование однофазной фильтрации жидкости в пористых средах КЭМКО на Рebi-сетках <i>Безруков Н.В.</i>	21
Исследование аналитических моделей нестационарного температурного поля в стволе остановленной скважины <i>Галлямов М.А.</i>	23
Развитие анаэробных условий осадконакопления Западной Сибири в баженовское время <i>Горюнов Е.Ю., Щербина Ю.В., Середин Д.С.</i>	25
«Белая нефть» России <i>Гудкова А. А., Шульгин П. А.</i>	28
Уточнение глубинного строения территории Пермского края по материалам аэромагнитной съемки <i>Елизаров И. Д.</i>	30
Фильтрационно-емкостные свойства и условия формирования нижнеготеривских отложений Тавдинского мегавыступа Юсского нефтегазоносного района <i>Капранова Е.А., Дернова Е.О., Щербина Ю.В.</i>	33
Использование дисперсии поверхностных волн Рэлея для изучения верхней части разреза	

<i>Кулакова Н.В.</i>	35
Сейсмофациальное моделирование сеноманских залежей Западной Сибири	
<i>Линцер С.А.</i>	38
Комплексные геолого-геофизические, геохимические и промысловые исследования процесса формирования и переформирования нефтяных месторождений	
<i>Неймышев И. С.</i>	41
Комплексирование сверхширокополосной радиометрии и зондирования становлением поля в ближней зоне с целью уточнения строения верхней части разреза	
<i>Переpletкин И.А.</i>	44
Особенности строения и литологии шешминского горизонта уфимского природного резервуара сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения	
<i>Садриева С. М., Валиуллина Ч. А., Константинов Д. С.</i>	47
Обоснование выбора скважин-кандидатов для бурения второго ствола с горизонтальным типом заканчивания даниловской свиты (пласт П2)	
<i>Салимьянова З.Б., Аллабирдина Г.Д.</i>	50
Литолого-фациальный анализ как основа построения геологической модели	
<i>Хаматзянов А.А.</i>	52
Планирование исследования фланговых рудопроявлений для наращивания запасов в Коршуновском месторождении	
<i>Ярошук И.А.</i>	53
Азимутально-распределенный датчик СТИ	
<i>Набиуллин Д.Ш., Космылин Д.В.</i>	56
Моделирование теплообмена при промывке скважины	
<i>Шнар А.С.</i>	58
МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ	60
Проведение геолого-технических мероприятий по изменению профиля приемистости в нагнетательных скважинах с трещинами авторазрыва	
<i>Останчук Д.А.</i>	60
Разработка технологии приготовления, облегченного тампонажного раствора для скважин с добавкой из планарных наночастиц, повышающей прочностные адгезионные свойства бетона	
<i>Сафаргалиев Р.Ф.¹ Ф.К. Шабиев²</i>	61
Изучение влияния механических примесей на изменение напорно-энергетической характеристики ЭЦН	
<i>Шамков А.В.</i>	64

Модернизация моделей и методов прогнозирования функционирования изолированных систем электроснабжения на примере нефтепроводов	
<i>Воронцов Д. В.</i>	67
НОВЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ	69
Устройство для очистки забоя и ПЗП скважин	
<i>Рябцев К.Ю.</i>	69
Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины	
<i>Огай В.А., Портнягин Н.Е., Воронаев А.А.</i>	70
Современные георадарные технологии методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ)	
<i>Переpletкин И.А.</i>	73
Evaluation of machine learning algorithms application in oil production	
<i>Krivilev G. M.</i>	76
Применение современных технологий в области электроники с целью снижения последствий производственных травм на объектах нефтегазодобычи	
<i>Васильев Б. Л.</i>	79
К вопросу о применении нечетких регуляторов для управления скоростью вращения электродвигателя	
<i>Идрисов В.И., Селиверстов Д.Н., Сагадеев Д.Н.</i>	80
Способы и устройства для совершенствования узлов энергетического комплекса	
<i>Логачев В.Г., Глебова Н.С., Сидорова А.Э.</i>	83
Низкочастотная ультразвуковая обработка в целях разжижения высоковязкой нефти совместно с ЭЦН	
<i>Селиверстов Д.Н., Идрисов В.И., Сагадеев Д.Н.</i>	86
Разработка кориолисова интерференционного расходомера	
<i>Хлопотова Е.А., Григорьев Б.В.</i>	89
СТУДЕНТЫ ПЕРВОГО КУРСА И ЛИЦЕЙСТЫ	92
Мониторинг систем термостабилизации при надземной прокладке трубопровода на многолетнемерзлых грунтах	
<i>Кузьмищев Е.П.</i>	92
Проблемы эксплуатации трубопроводов в условиях вечной мерзлоты на примере магистрального трубопровода Заполярье – Пурпе – Самотлор	
<i>Мочалова А. А., Тарасов В. М.</i>	95
Оценка эксплуатационной надежности объектов магистрального транспорта нефти и газа в криолитозоне на основе расчетов НДС	
<i>Цыцельская В.А., Ченур П.В.</i>	97
Интегрированные операции как ключевой фактор инновационной	

стратегии нефтегазодобывающих предприятий в условиях санкций <i>Новикова А.С., О.В. Еременко</i>	99
Проблемы получения сжиженного природного газа <i>Ан В. М., Гельгорн Е. А., Чекардовский С. М.</i>	102
Проектирование модульного кессона для ремонтных работ подводного трубопровода и гидротехнических сооружений в зимний период <i>Важенин П. Н.</i>	104
Использование канатных дорог в качестве внепромыслового транспорта высоковязких нефтей <i>Игнатенко М.О.</i>	106
Исследование волновых процессов в распределенных газотранспортных системах <i>Калистратов К. А.</i>	109
Моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей <i>Поляков Д. В.</i>	112
Анализ опыта эксплуатации сеноманских газовых скважин с жидкими пенообразующими ПАВ <i>Сабурова Е.А., Королева И.А.</i>	115
РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	118
The Iranian reservoirs oil and gas properties as a function of pressure and temperature <i>Hadavimoghaddam F.</i>	118
Исследование эффективности ГТМ на объекте АС ₄ Западно-Малобалыкского месторождения <i>Арутюнян А.П.</i>	121
Определение оптимального способа разработки нефтяной оторочки месторождения трудноизвлекаемых запасов <i>Бакин Д.А.</i>	123
Анализ эффективности очагового заводнения как гидродинамического метода увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах <i>Валиуллина Ч.А., Садриева С.М.</i>	125
Выбор рациональной системы разработки ассельско-сакмарских отложений нижней перми на Ново-Сарутаюском месторождении <i>Валиуллина Ч. А., Константинов Д. С.</i>	128
Анализ нефтегазоносности Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения <i>Газдиев А.И., Остапенко А.А.</i>	132
Анализ показателей работы фонда скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении <i>Газдиев А.И., Остапенко А.А.</i>	135

Анализ работы сбора и подготовки углеводородного сырья на Уренгойском месторождении <i>Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.</i>	137
Физико-химическая характеристика газа и конденсата Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения <i>Газдиев А.И., Остапенко А.А.</i>	140
Эффективность модернизированного УКПГ-22 применяемого на Уренгойском месторождении <i>Газдиев А.И., Келигов М-Б.С.</i>	143
Подход к разработке запасов легкой нефти Баженовской и Тюменской свит <i>Дубинич В. Н.¹, Антонов С. В.², Бакулин Д.А.²</i>	146
Повышение эффективности работы скважин Юрубчено-Тохомского месторождения <i>Житников И.В., Бессарабов В.А.</i>	149
Лабораторные исследования сшитых полимерных составов для глушения скважин в осложненных условиях карбонатных коллекторов <i>Игнатъев К.В., Бондаренко А.В., Окунев А.В.</i>	152
Облегченный тампонажный материал с полыми неорганическими микросферами <i>Казьмина О.В., Минаев К.М., Митина Н.А.</i>	154
Создание интегрированной модели сектора нефтегазоконденсатного месторождения для совершенствования и оптимизации разработки <i>Каравский Д.В., Полянский В.А.</i>	157
Расчет коэффициента охвата аналитическим методом <i>Лупандин Я.А.</i>	160
Разработка предложений по совершенствованию методов и средств разработки Юрубчено-Тохомского месторождения <i>Подолько Д.С.</i>	163
Анализ моделей машинного обучения в нефтегазовой отрасли <i>Пуртов С. А.</i>	166
Численно-аналитическая модель притока к стволу нефтяной горизонтальной скважины на стационарном режиме <i>Саабесагр К.</i>	169
Влияние особенностей геолого-промысловых характеристик ачимовской толщи на проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири <i>Садриева С.М.</i>	172
Стратегия выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на территории Западной Сибири <i>Уфимцева М.Н.</i>	174

Искусственный интеллект в нефтяной технике	
<i>Хадави М.М., Мостаджеран Г.М., Хадавимогаддам Ф.</i>	176
The Application of polymer enhanced CO₂ foam for enhanced oil recovery purposes	
<i>Chuykov E. A.</i>	179
Динамика температурного поля в пласте при тепловом воздействии на продуктивный пласт на примере Русского месторождения	
<i>Янгиров Р.Р.</i>	181
4D исследования для постоянного мониторинга подземных хранилищ природного газа	
<i>Шади. А., Алик. А.</i>	184
Тампонажный материал на основе гидравлического магниезиального вяжущего	
<i>Митина Н.А., Боженок А.Е.</i>	187
Применение бескомпрессорного газлифта на нефтяных многопластовых месторождениях с высоким газовым фактором	
<i>Квеско А.Р.</i>	190
Strategic plan to meet the increase in demand for energy by 2030	
<i>Daniel Praise Oluwadamilola</i>	193
Освоение скважины с помощью гидромониторного устройства с использованием солянокислотных растворов	
<i>Дугбее Т.М.</i>	194
The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry	
<i>Al-Shargabi Mohammed Abdulsalam Taha Sallam</i>	196
Корректировка газоконденсатной характеристики уренгойского месторождения	
<i>Кузнецова Д.Р., Инякина Е.И.</i>	198
Решение проблемы обледенения объектов морского нефтегазового промысла	
<i>Мишин В.А.</i>	200
Построение модели искусственной нейронной сети для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи и разработка 3D модели для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении	
<i>Лебедева А.Ю., Скоров Д.С.</i>	203
СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ	205
From trash to gas: implementation of low-cost technology for biogas generation from organic wastes as an alternative to renewable energy	
<i>Bello Ayomikun Sunday</i>	205
ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА	207
Транспортировка ПГ арктического шельфа	
<i>Д. С. Братских, К.Д. Парфенчик</i>	207

Обоснование внесения изменений в проект разработки низкопроницаемых коллекторов Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения <i>Зайнетдинов Ш.М., Кузьменкова П.Р.</i>	209
Анализ существующих математических моделей оценки скорости эрозии и выбор наиболее применимой к условиям газовых месторождений Западной Сибири <i>Мезенцева Т.А.</i>	211
Обоснование энергосберегающих решений при эксплуатации установок рекуперации паров в условиях увеличения объемов отгружаемой нефти <i>Парфенчик К.Д., Пшенин В.В.</i>	212
Ремонт трубопроводов. Анализ и выявления наиболее рентабельного метода <i>Хусаинов Б.М.</i>	215
Обеспечение работоспособности узлов ответвления трубопроводов с укрепляющими (накладными) кольцами <i>Яковлева Д.Н.</i>	218
Обоснование газоснабжения Южной Европы израильским газом <i>Крапивский Е.И.¹, Спиридонова А.П.²</i>	219
ХИМИЯ, НЕФТЕХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА, ЭКОЛОГИЯ	222
Перфторэтилизопропилкетон (Noves 1230) - инновация в области пожаротушения на нефтехимических предприятиях <i>Бичевина Е.А.</i>	222
Исследование влияния новых гетероциклических соединений на свойства высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения <i>Иванов Д.Б., Иванова И.А., Шамсутдинова Л.П.</i>	224
Перспектива производства игольчатого кокса в России <i>Колесниченко С.В.</i>	227
Создание внутреннего холодильного цикла для низкотемпературной сепарации <i>Медведева Е.А.</i>	229
Каталитическое превращение высоковязкой нефти в сверхкритической воде <i>Носова А. А., Петров С. М., Лахова А. И.</i>	231
Прогнозирование теплового режима работы лифт-реактора каталитического крекинга <i>Орешина А.А., Назарова Г.Ю.</i>	234
Комплексное использование объектов добычи газа на Уренгойском НГКМ <i>Семёнов И.Е.</i>	237

Оценка теплоты сгорания углеводородов в условиях двигателя, входящих в состав дизельных фракций, с использованием квантово-химических методов расчета	
<i>Сычева А.А., Майлин М.В., Францина Е.В.</i>	240
Прогнозирование режима работы системы подготовки нефти на шельфовом месторождении	
<i>О. С. Тарасова</i>	243
Оценка эффективности новых органических соединений ингибирующего действия на высоковязкую нефть	
<i>Шарафиева З.Ф., Ибрагимова Д.А., Иванов Д.Б.</i>	245
Применение метода добавок для определения йодид-ионов в геотермальных водах западной сибери	
<i>Шевелева М.Г., Бичевина Е.А.</i>	247
Вовлечение нейтрализованных кислых гудронов в производство битумных материалов	
<i>Лебедева Т. И., Булавка Ю.А.</i>	249
Возможные технологические схемы эксплуатации подземного хранилища сжиженного углеводородного газа на базе подземного резервуара Оренбургского ГПЗ	
<i>Рисковец Л. С.</i>	252
Создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума	
<i>Лебедева А.Ю.</i>	253
НЕФТЕГАЗОВАЯ ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ	255
Управление человеческими ресурсами в Национальной иранской нефтяной компании	
<i>Мостаджеран Г.М., Хадавимогаддам Ф., Хадави М.М.</i>	255
Инновации в сфере обеспечения информационной безопасности деятельности российских нефтегазовых компаний	
<i>Еременко О.В., Новикова А.С.</i>	258
Перспективы формирования рынка Национальной технологической инициативы ChemNet через создание нефтехимических кластеров	
<i>Едренкина А.А. ООО «РН-Снабжение», Фокеев М.А.</i>	261
Оптимизация системы стандартизации геологического изучения недр России	
<i>Качкин А. А.</i>	263
Программно-целевые технологии в прогнозировании и планировании топливно - энергетического баланса	
<i>Носова Ю.А.</i>	266
Прикладная HR-аналитика: проблемы и пути решения	
<i>Буренин А.Н.</i>	269

Development of an Economical Approach for Investment Optimization in Heavy Oil Industry

***Jorge Luis Chacón Solar* 272**

Optimal management of topside diluent injection for a heavy oil field

***Bello Ayomikun Sunday*..... 273**

Научное издание

ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
WEST-SIBERIAN PETROLEUM CONGRESS

В авторской редакции

Подписано в печать 10.10.2019. Формат 60×90 1/16. Усл. печ. л. 17,87.
Тираж 500 экз. Заказ № 1655.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.