



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ)  
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЮБИЛЕЙНАЯ 70-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



**НЕФТЬ И ГАЗ 2016**

приуроченная к III Национальному  
нефтегазовому форуму

# СБОРНИК ТРУДОВ

МОСКВА

18-20 апреля 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И. М. Губкина»



18-20 апреля 2016 г.

# СБОРНИК ТРУДОВ

Москва 2016

**Конференция НЕФТЬ И ГАЗ 2016:** Сборник трудов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016 – 445 с.

ISBN 978–5–91961–177–6

В сборнике представлены статьи участников Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму. В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; международного энергетического бизнеса; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса.

Ответственный редактор: проф. В. Г. Мартынов

Редакционная комиссия: проф. В. В. Бондаренко;  
проф. А. В. Егоров;  
проф. А. М. Короленок;  
проф. А. В. Лобусев;  
доц. А. К. Максимов;  
проф. А. В. Мурадов;  
проф. А. К. Прыгаев;  
проф. С. Н. Рожнов;  
проф. Е. А. Телегина;  
проф. Б. П. Тонконогов;  
доц. И. Ю. Храбров.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО БОРТА  
ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО  
ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
(ASSESSMENT OF OIL AND GAS CONTENT PROSPECTS IN  
CHOKRAK DEPOSITS OF THE WEST KUBAN BASIN'S  
NORTHERN BOARD AND THE RESOURCES DEVELOPMENT  
OFFERS OF HYDROCARBONIC RAW MATERIALS)**

Гайворонская Т.А.

(научный руководитель: доцент Ярошенко А.А.)  
Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – ИТЦ

В настоящее время в условиях сокращения минерально-сырьевой базы остро встает вопрос выявления новых перспективных объектов.

Целью работы является выявление перспективных объектов в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба (в пределах региона деятельности ООО «Газпром добыча Краснодар») и разработка предложений по освоению ресурсов углеводородного сырья (УВС) на основе современных методов исследований, обработки, анализа геологической и геохимической информации.

В основу работы положены экспериментальные и теоретические геохимические исследования, направленные на повышение достоверности оценки перспектив нефтегазоносности чокракских отложений, которые в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) представляют собой мощную терригенную толщу, включающую одиннадцать песчано-алевритовых пачек. Нефтегазоносность чокракских отложений установлена в пределах семи месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар».

Определение нефтегазогенерационного потенциала чокракских отложений северного борта ЗКП проведено по пиролитическим параметрам «Rock-Eval».

По модифицированной диаграмме Ван-Кревелена установлено, что нефтегазоматеринские чокракские отложения северного борта ЗКП содержат органическое вещество (ОВ) II типа с разной долей гумусовой и сапропелевой составляющей. Такое ОВ способно продуцировать жидкие и газообразные углеводороды при условии зрелости ОВ.

Степень катагенетической преобразованности ОВ и условия реализации нефтегазогенерационного потенциала чокракских отложений определены по трем показателям: по значениям современных пластовых температур и давлений, по отражательной способности витринита ( $R^\circ$ ), а также по данным пиролиза «Rock-Eval».

Изучение особенностей термобарического режима в чокракских отложениях северного борта ЗКП показало, что увеличение температур с

глубиной происходит равномерно. Диапазон современных температур чокракских отложений в пределах северного борта ЗКП составляет от 81 до 135 °С.

Анализ распределения значений пластовых температур показывает, что интервалы глубин, в которых выявлены залежи углеводородов (УВ) в чокракских отложениях северного борта ЗКП, характеризуются температурами более 100 °С. Указанное значение можно рассматривать как геотермический критерий нефтегазоносности чокракских отложений северного борта ЗКП. Температуры менее 70 °С контролируют газоносность понт-мэотических отложений северного борта ЗКП.

Информативным показателем нефтегазоносности чокракских отложений северного борта ЗКП является также распределение начальных пластовых давлений.

Анализ распределения значений пластовых давлений в чокракских отложениях показал, что в пределах северного борта ЗКП получили распространение как пониженные ( $K_{ан} = 0,8 - 1,0$ ), так и аномально высокие пластовые давления АВПД ( $K_{ан} > 2,0$ ). Нефтегазоносность чокракских отложений связана с зоной повышенных (близких к 40 МПа) и аномально высоких пластовых давлений (50 – 60 МПа).

Для учета совокупного влияния термобарических условий на степень преобразованности ОВ чокракских отложений северного борта ЗКП впервые составлена зависимость пиролитического параметра  $T_{max}$  (°С) от пластовой температуры  $t_{пл}$  (°С) и пластового давления  $P_{пл}$  (МПа) с учетом типа ОВ чокракских отложений:

$$T_{max} = 0,0895 \cdot t_{пл} + 0,3156 \cdot P_{пл} + 415,44 \quad (1)$$

Полученная зависимость множественной корреляции использована для изучения эволюции ОВ чокракских отложений в пределах территории исследования.

По результатам исследований установлено, что в пределах северного борта ЗКП генерация жидких УВ в чокракских нефтегазоматеринских отложениях начинается при значениях пиролитического параметра  $T_{max} = 435$  °С, что соответствует значению отражательной способности витринита  $R^\circ = 0,5$  %, пластовым температурам  $t_{пл} = 100$  °С и градации мезокатагенеза МК<sub>1</sub>. Таким образом, указанные величины определяют начало главной фазы нефтегазообразования в чокракских отложениях северного борта ЗКП.

Максимум генерации жидких УВ в чокракских отложениях северного борта ЗКП достигается при значениях пиролитического параметра  $T_{max} = 444$  °С, что соответствует значению отражательной способности витринита  $R^\circ = 0,74$  %, пластовым температурам  $t_{пл} = 125$  °С и середине градации мезокатагенеза МК<sub>2</sub>. При более высоких значениях катагенеза ОВ происходит эмиграция жидких УВ.

Зависимости содержания хлороформенного битумоида (ХБ) и битумоидного коэффициента ( $\beta^{XB}$ ) от глубины залегания чокракских отложений в пределах северного борта ЗКП также отражают вертикальную зональность генерации УВ. Битуминозность ОВ на глубинах менее 2500 м (градации протокатагенеза) еще низка ( $\beta^{XB} < 1$  %). С увеличением глубин погружения пород (2500 – 3500 м,  $t_{пл} > 100$  °С), где степень преобразованности ОВ соответствует градациям катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub>, происходит прогрессирующее нарастание содержания ХБ в ОВ, достигающее максимума ( $\beta^{XB} = 10$  %) на глубине 3000 м.

Таким образом, на основе комплексного изучения ОВ пород разработана новая наиболее вероятная модель генезиса углеводородов в чокракских отложениях северного борта ЗКП.

Область распространения зрелых нефтегазоматеринских пород, в которой активно проявляются генерация и первичная миграция жидких УВ, околнурена изотермой  $T_{max} = 435$  °С (изоресплендой  $R^\circ = 0,5$  %, градациями катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub>). Территориально перспективная область приурочена к юго-восточной части изучаемой территории. Подтверждением факта достижения здесь оптимального уровня преобразованности ОВ для генерации жидких УВ является значительное содержание миграционно-способных УВ. Достоверность полученных результатов подтверждается также наличием притоков нефти и нефтепроявлений в пределах перспективной области, а также распространением нефтяных и газоконденсатных месторождений промышленного значения в пределах западной части северного борта ЗКП, околнуренных одноименными изолиниями.

Таким образом, по результатам работ разработана новая схема прогнозирования зон распространения углеводородных скоплений разных фазово-генетических типов в чокракских отложениях северного борта ЗКП. Использование разработанной модели генезиса УВ и схемы зональности углеводородных скоплений в чокракских отложениях позволяют наиболее обосновано намечать объекты геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах северного борта ЗКП. Согласно схеме чокракские отложения юго-восточной части северного борта ЗКП являются высокоперспективными.

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности показала, что чокракские отложения юго-восточной части северного борта ЗКП находятся в главной зоне нефтеобразования (градации катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub>,  $T_{max} > 435$  °С,  $R^\circ > 0,5$  %,  $t_{пл} > 100$  °С,  $P_{пл} > 40$  МПа), следовательно территория перспективна на нефть и растворенный газ.

Выполненные тематические исследования по пересмотру сейсмических и геолого-геофизических материалов прошлых лет позволили выделить в пределах перспективной области три площади, предлагаемые для проведения геологоразведочных работ (ГРП). Структуры

сводовые, тектонически экранированные. По замыкающим изогипсам площади предполагаемых ловушек составляют порядка 12 км<sup>2</sup>, а предполагаемые эффективные нефтегазонасыщенные толщины – 8 м.

Для освоения ресурсов УВС разработана программа ГРП. Для поиска и разведки залежей чокракских отложений трех перспективных площадей рекомендуется провести сейморазведочные работы 3D, геохимические исследования методом пассивной адсорбции, а также осуществить бурение восьми скважин.

Проведенный анализ технико-экономических показателей разработки показал, что разведка и разработка прогнозируемых месторождений экономически целесообразна.

Таким образом, по результатам работ установлено, что чокракские отложения юго-восточной части северного борта ЗКП являются высокоперспективными. В пределах перспективной территории выделены три площади, для освоения ресурсов которых разработана программа ГРП и рассчитаны технико-экономические показатели разработки.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ С  
УЧЕТОМ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ЮРСКИЕ  
ОТЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО—НЕНЕЦКОГО  
АВТОНОМНОГО ОКРУГА (ЯНАО)  
(IMPROVEMENT OF WELL DESIGN BASED ON 1D  
GEOMECHANICAL MODEL OF JURASSIC DEPOSITS OF THE  
YAMAL—NENETS AUTONOMOUS DISTRICT (YNAO) FIELD)**

Галимханов А.Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Крылов В.И.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – кладовая России. Минеральные ресурсы округа велики и разнообразны. К 2016 году государственным балансом учитывается 238 месторождений, на долю которых приходится около 72,5% газа, 19,2% нефти и конденсата в России и 22,2% газа, 2,5% нефти в мировом объеме текущих разведанных запасов[1,2].

За полувековую историю – с начала разработки месторождений в ЯНАО добыто более 14 триллионов кубометров газа. Основными объектами добычи являются сеноманские и валанжинские продуктивные горизонты, залегающие на глубине от 700 до 1700 м и от 1700 до 3200 м, соответственно [3]. Сегодня эти структуры почти полностью выработаны, и их дальнейшая эксплуатация является нерентабельной. Поэтому для обеспечения объемов добычи углеводородов необходимо вести разработку нижележащих ачимовских и юрских отложений, глубина залегания которых превышает 3500 м (Рисунок 1).

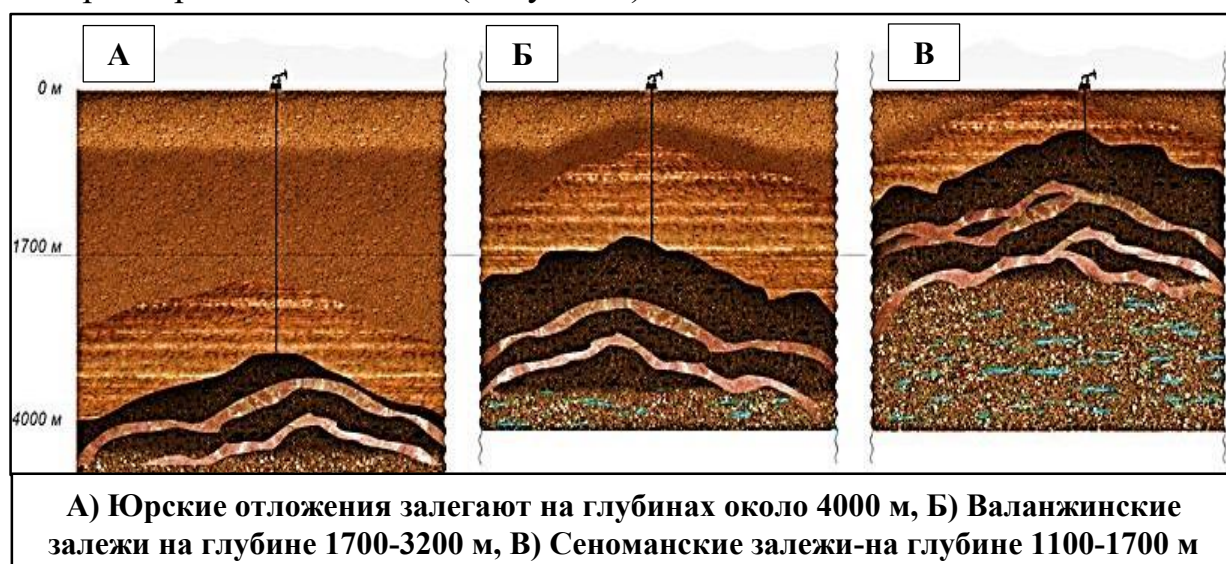


Рисунок 1. Сравнение строения юрских, валанжинских и сеноманских залежей



Однако недостаток информации о залежах и опыта бурения на больших глубинах создают высокие риски при строительстве скважин, которые связаны, прежде всего, с наличием особых геологических и геомеханических факторов, а также с усложнением профилей и конструкций скважин. Для решения сложных технических задач и предотвращения аварийных ситуаций на стадии проектирования принято решение разработать 1D геомеханическую модель, на основе которой проводились бы все последующие расчёты.

По определению, геомеханика это как теоретическая, так и прикладная наука о механических свойствах горных пород, изучающая напряжённо-деформационные поля, возникающие в определённой физической среде[4].

Изначально геомеханика активно применялась в горно-гражданском строительстве, а в 80-х годах начала приобретать популярность в нефтегазовом деле и получила широкое признание среди многих компаний в отрасли, продолжая стремительно развиваться как в России, так и за рубежом.

Эволюция науки стала возможна благодаря тому, что геомеханика решает огромный перечень задач на протяжении всего цикла разработки месторождения.

Геомеханика позволяет:

- дать достоверный прогноз значений горного, порового давлений и давления гидроразрыва;
- определить зоны аномально высоких (АВПД) и аномально низких (АНПД) пластовых давлений;
- диагностировать проблемы разработки месторождения, оценить свойства пласта-коллектора;
- оценить стабильность стенок скважины и выделить наиболее осложнённые интервалы;
- оптимизировать процесс бурения (совершенствование программ буровых растворов, траекторий и конструкций скважин);
- проанализировать обоснованность бурения на депрессии;
- предсказать и контролировать пескопроявление в скважине;
- повысить эффективность гидроразрыва пласта (ГРП) и многое другое.

При проведении различных операций по добыче углеводородов происходит перераспределение горных напряжений в пласте, влияющее на бурение, заканчивание и эксплуатацию скважин. Эти изменения, в свою очередь, могут привести к серьёзным и непредвиденным затратам времени и средств. Так, например, Додсон Д.К. [5] во время проведения сервисных работ в Мексиканском заливе проанализировал время строительства 661 скважины. Среднее время составило 56,5 суток, из которых примерно 15

приходилось на простои. Определив причины простоев, он сделал вывод, что проблемы, связанные с обрушением стенок стали причиной почти 40% непроизводительного времени, а годовые затраты по причине простоев составили около 8 млрд. долларов США[4].

Ясное понимание того, как применить принципы геомеханики в нефтегазовом деле может привести к увеличению эффективности разведки и разработки месторождений с различными геолого-техническими условиями. Поэтому на одном из месторождений ЯНАО 1D геомеханическая модель была заложена в основу всех проектных решений при строительстве скважины на юрские отложения.

Юрские отложения считаются одним из самых сложных объектов освоения в силу следующих факторов:

- аномально высокого пластового давления - 78,5 МПа на глубине 4040 м (Рисунок 2);
- высокой пластовой температуры – 118 С;
- низкой проницаемостью – от 0,03-0,1 до 6-10 мД;
- одновременного залегания в пластах конденсатосодержащего газа и нефти;
- тектонической разобщённости отдельных участков залежей и др.

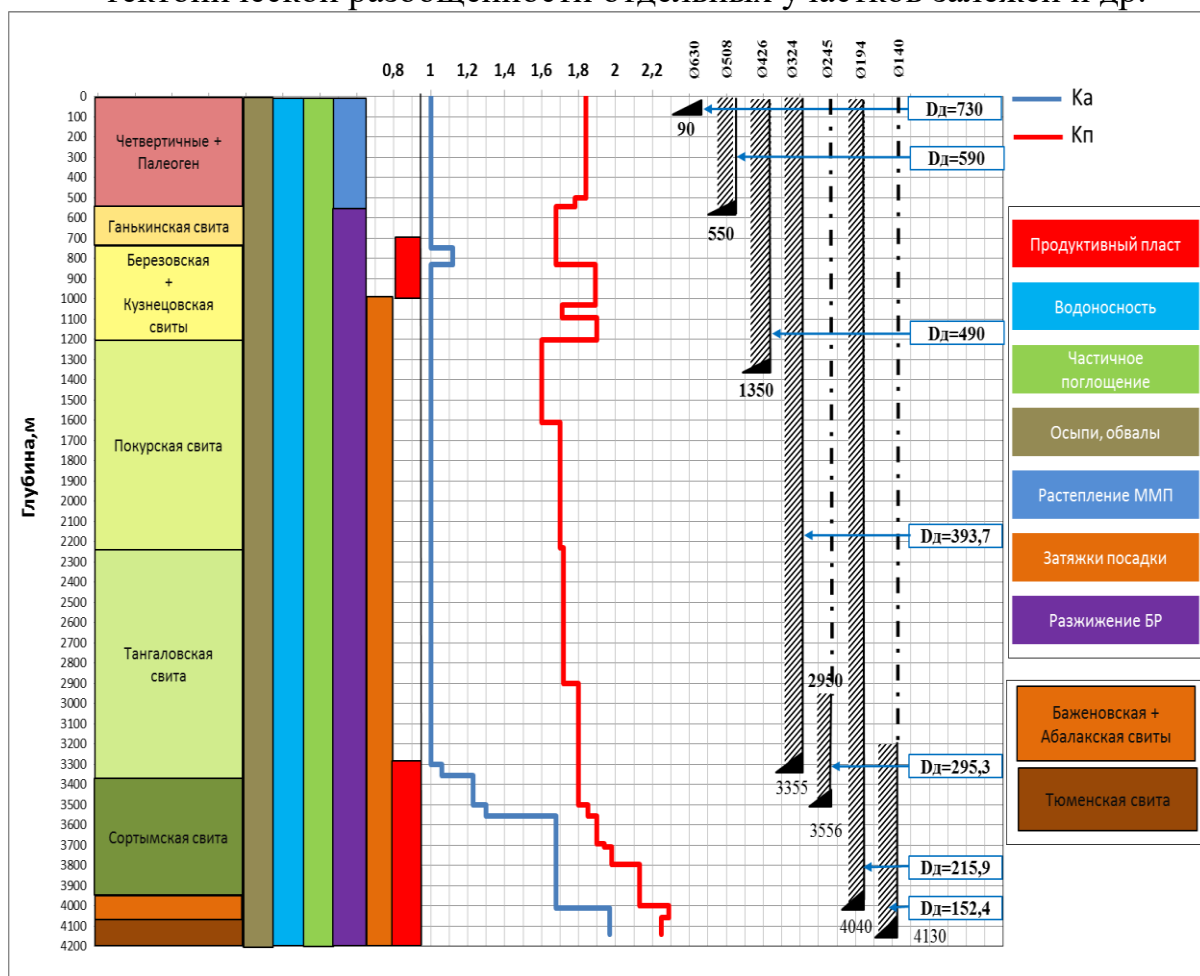


Рисунок 2. Совмещённый график давлений

На рисунке 2 приведён совмещённый график давлений (СГД) с указаниями возможных осложнений по стволу скважины. Из графика видно, что наиболее опасные интервалы расположены на глубине ниже 3300 м – это связано, в первую очередь, с аномально высоким пластовым давлением продуктивных горизонтов, а также очень узким «окном бурения», что требует применение самых современных технологий и методов строительства скважин для обеспечения безопасной и эффективной проводки ствола (Таблица 1).

Таблица 1 -

Возможные осложнения при бурении в интервале ачимовских и юрских отложений

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска верт., м	Назначение обсадных колонн, обоснование глубины спуска	Характер осложнений
Кондуктор	508	550	спускается с целью перекрытия ММП и оборудования устья ПВО	растепление ММП, разжижение, поглощение, осыпи и обвалы стенок, сальникообразование
Промежуточная 1	426	1350	спускается с целью предупреждения гидроразрыва пород при возможном ГНВП и закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивных горизонтов	осыпи и обвалы стенок, кавернообразование, сальникообразование поглощение, вероятность наличия техногенной залежи в Березовской свите
Промежуточная 2	324	3355	Спускается с целью перекрытия интервала с $Ka=1,06$	осыпи и обвалы стенок, сальникообразование, кавернообразование, поглощение, Рпл. до $1,06 \cdot P_{гст}$ .
Потайная	245	3050-3556	Спускается с целью перекрытия интервала с $Ka=1,30$	затяжки, посадки, прихваты, бурильного инструмента, кавернообразование, поглощение, ГНВП, Рпл. до $1,30 \cdot P_{гст}$ .
Экспл-ая	194	4040	Спускается с целью перекрытия интервала с $Ka=1,68$	затяжки, посадки, прихваты бурильного инструмента, кавернообразование, поглощение бурового раствора, ГНВП, Рпл. до $1,68 \cdot P_{гст}$ .
Хвостовик	140	4130	Спускается с целью эксплуатации проектного пласта	Затяжки, посадки, прихваты бурильного инструмента, кавернообразование, поглощение бурового раствора, ГНВП, Рпл. до $1,97 \cdot P_{гст}$ .

Стоит отметить, что упомянутые выше опасные факторы приводили к серьёзным осложнениям и авариям, включая газо-нефте-водопроявления (ГНВП), поглощения бурового раствора, разрушения ствола скважины, прихваты компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и другим

трудностям при строительстве вертикальных разведочных скважин ранее на разрабатываемом месторождении.

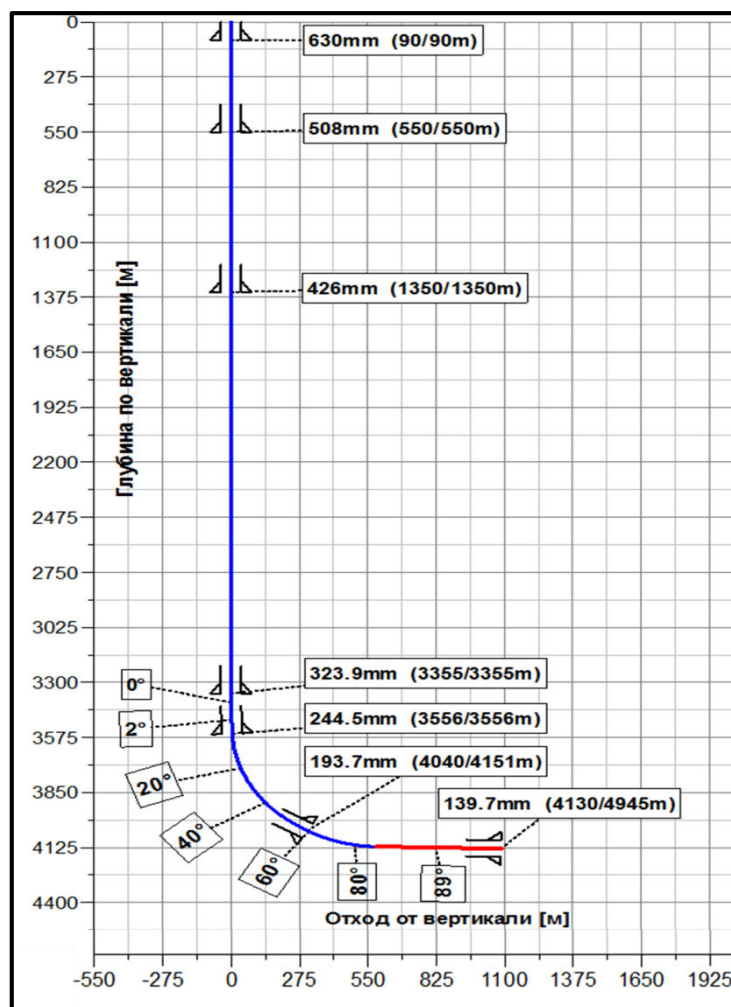


Рисунок 3. Профиль проектной скважины на юрские отложения

Заказчиком была поставлена цель пробурить скважину длиной 4945 м (4130 м по вертикали) с горизонтальным участком равным 500 м. Согласно графику совмещённых давлений, а также другой геолого-технологической информации на стадии проектирования скважины на юрские отложения была предложена семиколонная конструкция скважины и 4-х интервальный профиль с горизонтальным окончанием (Рисунок 3).

Однако после анализа промысловых данных по пробурённым вертикальным скважинам и оценки рисков при строительстве, было принято решение разработать новые технологические решения, которые позволят снизить вероятность возникновения различных осложнений и аварий и сократят общие затраты на бурение скважины.

Для успешного контроля и предотвращения осложнений, связанных с АВПД, поглощениями бурового раствора, а так же для определения оптимальной траектории, конструкции и параметров бурения скважины

необходимо иметь полное представление о механических свойствах пород, пластовом давлении и напряжениях в толщах. Поэтому основным технологическим решением стало 1D геомеханическое моделирование.

Для проведения геомеханического расчёта компанией оператором были предоставлены следующие данные по пробуренным соседним скважинам:

- 1) комплекс геофизических исследований скважин (ГИС). Каротажи: гамма (ГК), плотностной гамма-гамма (ГГКп), акустический (АК), сопротивлений (КС), нейтронный (НК), кавернометрия, термометрия;
- 2) промысловые данные по ранее пробуренным скважинам (траектории, конструкции скважин, программа буровых растворов, сводные буровые отчёты);
- 3) замеры пластового давления;
- 4) основная геологическая информация;
- 5) данные о проведённых операциях гидроразрыва пластов и другая дополнительная информация.

Чтобы реализовать на практике вышеупомянутые возможности геомеханики, прежде всего, необходимо создать модель механических свойств (ММС). Она состоит из шести ключевых компонентов, которые могут быть как рассчитаны, так и оценены используя полученные данные:

- 1) вертикальное напряжение,  $S_v$  (геостатическое давление);
- 2) максимальное горизонтальное напряжение,  $S_{Hmax}$ ;
- 3) минимальное горизонтальное напряжение,  $S_{Hmin}$ ;
- 4) направление максимального горизонтального напряжения,  $\alpha_{zi}$   $S_{Hmax}$ ;
- 5) поровое давление,  $P_p$ ;
- 6) механические свойства горных пород.

В представленной работе геомеханическое моделирование было выполнено в программном продукте «DrillWorks Geomechanics» компании «Landmark» [7]. Модель механических свойств (ММС) пород является основной входной информацией для расчёта устойчивого состояния стенок скважины. Это численное представление горных и пластовых давлений, тектонических напряжений, механических и прочностных свойств, включая деформационные качества горных пород. Расчёт основывается на предоставленной информации о бурении, геофизических и геологических данных и калибруется с помощью тестов, замеров и буровых событий [6].

В ходе 1D геомеханического моделирования были решены следующие задачи:

- 1) аудит исходных данных;
- 2) определение тектонического режима и направлений горизонтальных напряжений ( $S_{Hmin}$ ,  $S_{Hmax}$ ) на изучаемой площади;

- 3) расчёт поля давлений по опорным скважинам (Поровое, геостатическое и давление ГРП);
- 4) расчёт и калибровка упруго-прочностных свойств горных пород по опорным скважинам;
- 5) расчёт и калибровка напряжений;
- 6) расчёт стабильности ствола скважины;
- 7) перенос данных на траекторию проектной скважины;
- 8) выдача рекомендаций для проектирования.

На Рисунок 4 представлен результат расчёта стабильности ствола скважины, основанный на геомеханическом моделировании, который представляет собой сводный график градиентов: пластового (—PP\_DEF) и горного давлений (—OBG\_rhob), обрушения (—SFG), начала поглощения (—ShG), давления гидроразрыва пласта (—FG МК), плотности бурового раствора (—MW).

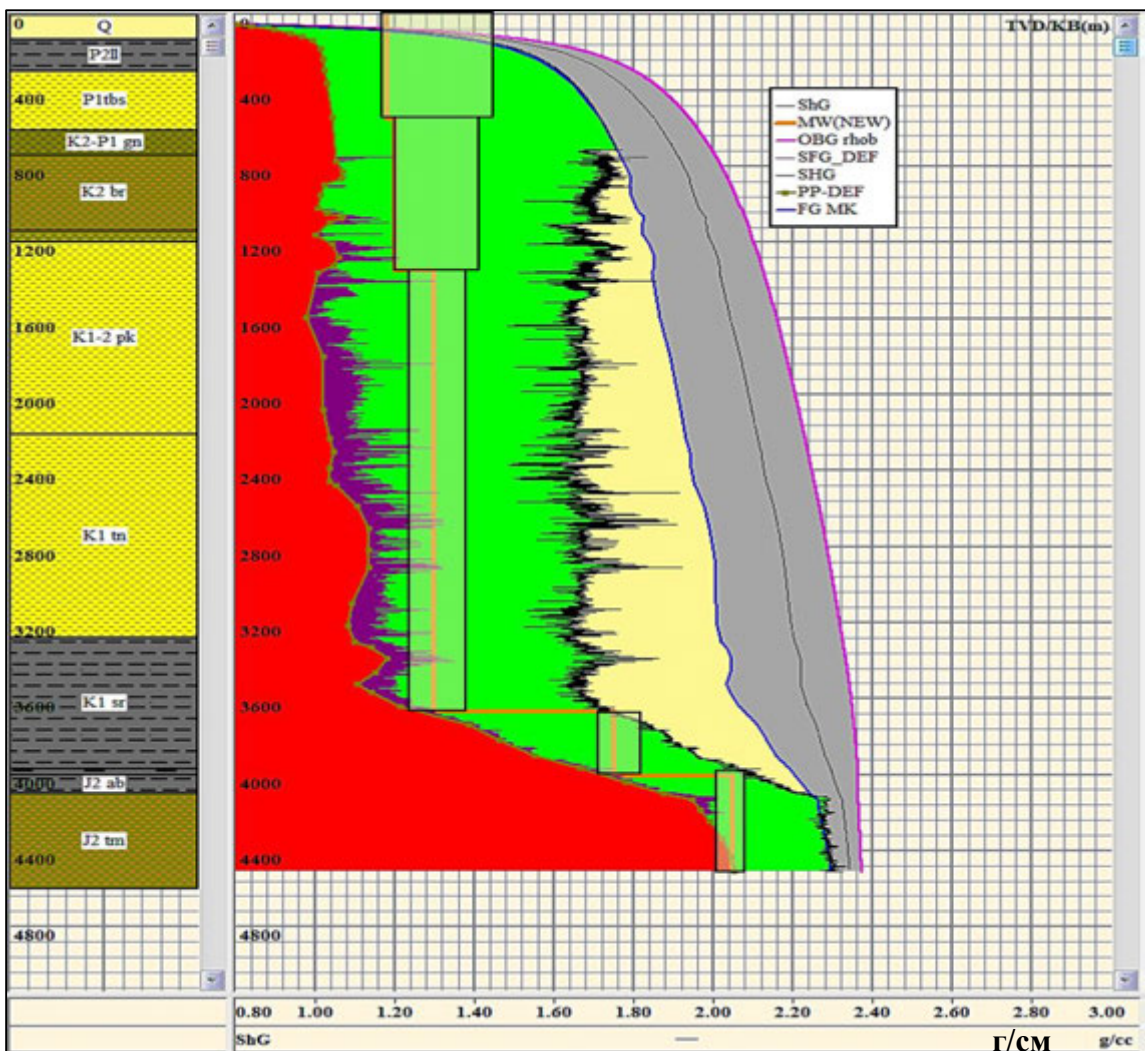


Рисунок 4. Результат расчёта стабильности ствола проектной скважины

Рассчитанная в ходе проектирования модель позволяет:

- выделить наиболее опасные интервалы;
- определить безопасные диапазоны значений плотности бурового раствора;
- определить оптимальные глубины спуска обсадных колонн;
- оптимизировать траекторию скважины.

При указанном градиенте давления в скважине, создаваемым весом бурового раствора ( $\rho$ —MW), для каждой точки стенки скважины как по глубине, так и по окружности стенки были произведены расчёты напряжений и проверка возможности разрушения породы под воздействием данных напряжений.

Разрушение оценивалось по двум критериям:

- 1) критерий обрушения стенок, т.е. сдвиговые разрушения под действием большой разницы приложенных напряжений (зачастую возникает из-за недостаточного давления в скважине);
- 2) критерий гидроразрыва пласта, т.е. возникновение трещины разрыва под действием высокого давления в скважине.

Таким образом, модель позволяет для каждой глубины определить безопасные диапазоны значений плотности бурового раствора, при котором не будет нарушен ни один из критериев разрушения. Другими словами, определяются безопасные пределы градиента давления бурового раствора в скважине, при котором будет сохранена стабильность, как со стороны обрушений, так и со стороны гидроразрыва пласта (**Таблица 2**).

Таблица 2 -

Проектная и рекомендуемая конструкции скважины

<b>Проектная конструкция</b>		
<b>Наименование колонн</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Интервал спуска, м</b>
Направление	630	90
Кондуктор	508	550
1-ая промежуточная	426	1350
2-ая промежуточная	323,9	3355
Потайная	244,5	2955-3556
Эксплуатационная	193,7	4040
Хвостовик	139,7	3844-4130

Рекомендуемые плотности бурового раствора и оптимизированная конструкция			
Наименование колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	Плотность БР, г/см <sup>3</sup>
Направление	508	90	1,18
Кондуктор	426	550	1,18-1,20
1-ая промежуточная	339,7	1350	1,26-1,30
2-ая промежуточная	273	3680	1,20-1,30
Эксплуатационная	193,7	4040	1,70-1,80
Хвостовик	140	3844-4130	2,05-2,20

Проведя анализ градиентов давлений и стабильности ствола скважины, принято решение оптимизировать конструкцию скважины до 6-ти колонной путём объединения двух зон с несовместимыми условиями бурения, а также использования технологии бурения с управляемым давлением под бурение секции хвостовика (**Рисунок 5**).

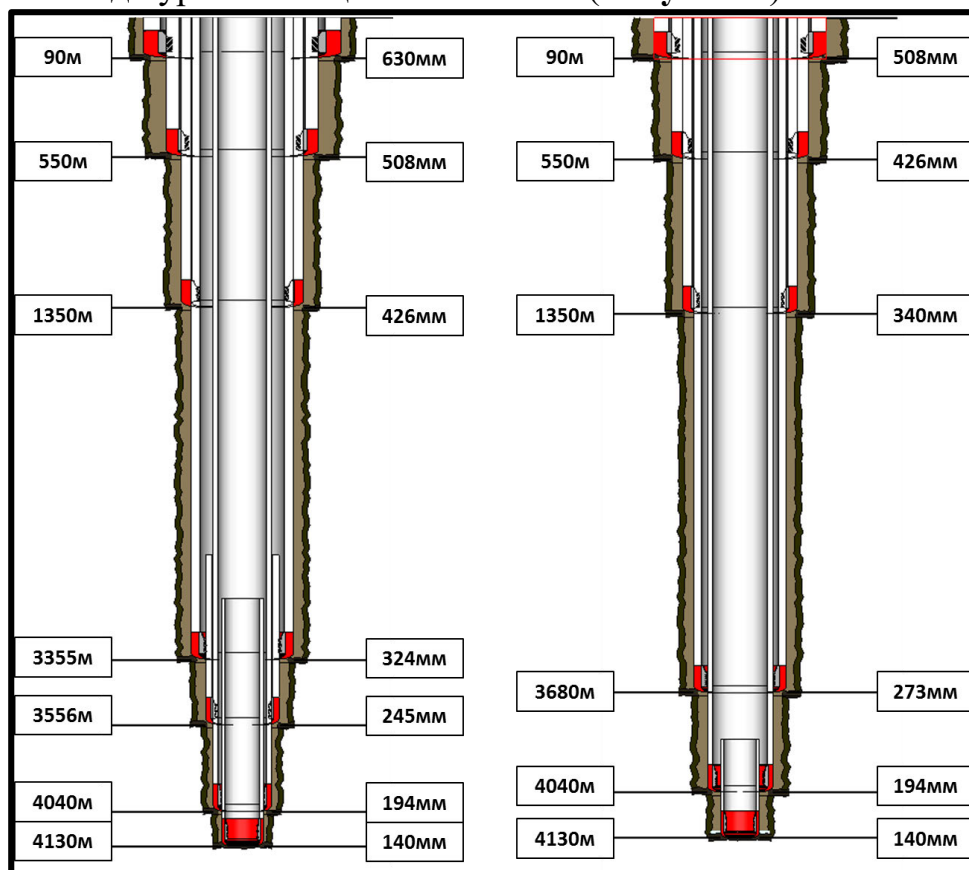


Рисунок 5. Проектная (слева) и рекомендуемая конструкции скважины

Оптимизированная конструкция скважины позволит сократить металлоёмкость приблизительно с 847,02 до 728,84 тонн. Данный эффект достигается вследствие сокращения количества обсадных колонн. Стоит отметить, что для крепления последнего интервала используется хвостовик



(140 мм) со специальным соединением (ТМК\_PF), с целью снижения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) из-за очень узкого «окна бурения», а также необходимостью установки пакеров для многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП).

Более того, меньшее количество обсадных колонн означает снижение количества времени крепления, а, соответственно, сокращения общего времени строительства скважины, как минимум, на несколько суток, учитывая спуск и цементирование.

Суммируя всё вышесказанное, можно с уверенностью сказать, что построенная 1D геомеханическая модель позволит:

- усовершенствовать конструкцию скважины, что снизит металлоёмкость, время крепления и тем самым общие затраты на строительство скважины;
- рекомендовать безопасный диапазон плотности бурового раствора с учётом расчёта стабильности ствола скважины, что сократит вероятность возникновения осложнений и аварийных ситуаций.

### **Список использованных литературных источников**

1. Представительство Ямало–Ненецкого автономного округа в Санкт-Петербурге [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.yamal-spb.ru/28> – Недра Ямала – (Дата обращения: 01.03.2016);
2. Конференция Ямал 2016 нефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.yamaloilandgas.com/yamal-fact/> – Ямал: цифры и факты – (Дата обращения: 01.03.2016);
3. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/achimovskie-deposit/> – Ачимовские залежи – (Дата обращения: 01.03.2016);
4. Soroush H. Discover a career in geomechanics / Soroush H // The way ahead journal, TWA .—2013.— №3.— Vol.9.;
5. Offshore magazine [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/features/gulf-of-mexico-trouble-time-creates-major-drilling-expenses.html> – Gulf of Mexico 'trouble time' creates major drilling expenses – (Дата обращения: 01.03.2016);
6. П.Ю.Доброхлеб [и др.], «Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ», статья SPE 171265-RU подготовлена для презентации на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, 14 - 16 октября, 2014, Москва, Россия;

7. Официальный сайт подразделения «Landmark» компании Halliburton [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.landmark.solutions/Drillworks-Geomechanics> – Drillworks-Geomechanics – (Дата обращения: 01.03.2016);

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ГИС-КОНТРОЛЬ ПРИ БУРЕНИИ  
КОНТРОЛЬНО-ПОВЕРОЧНЫХ СКВАЖИН В ТВЕРСКОЙ  
ОБЛАСТИ  
(EFFICIENCY OF GIS-CONTROL  
WHILE DRILLING TESTING WELLS IN TVER REGION)**

Лазуткин Д.М.

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

Первые работы по эталонировке промыслово-геофизической аппаратуры в специальных скважинах были проведены в СССР и за рубежом в конце 60-х годов прошлого столетия. Стандартные образцы состава и свойств горных пород имеют ряд ограничений: необходимость множества физических моделей пластов, широкий диапазон изменений свойств геологического разреза, сложность имитации вещественного состава реальных физических сред. В контрольно-поверочных скважинах пластовые условия остаются неизменными в течение установленного периода службы скважины, а дифференциация в разрезе позволяет стандартизировать функции преобразования аппаратуры во всем нормируемом диапазоне измерений. Они обеспечивают оперативность, удобство и возможность систематического проведения измерений максимальным числом типов аппаратуры электрических, радиоактивных и акустических методов ГИС, а также работ по контролю их качества [2,3]. К настоящему времени контрольно-поверочными скважинами в РФ обладают ООО «Газпром георесурс» в г.Раменское и г.Кимры, ГУП ЦМИ «Урал-Гео» (г.Уфа), ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» (г.Ноябрьск) и др.

Особенностью таких скважин являются их большой начальный диаметр и малая глубина. Типичные осложнения при бурении обусловлены слабой консолидированностью осадков на малой глубине и наличием водоносных горизонтов. В Тверской области ближайшими водоносными пластами являются трещиноватые известняки серпуховского яруса. При их вскрытии может происходить поглощение промывочной жидкости вплоть до прекращения циркуляции бурового раствора.

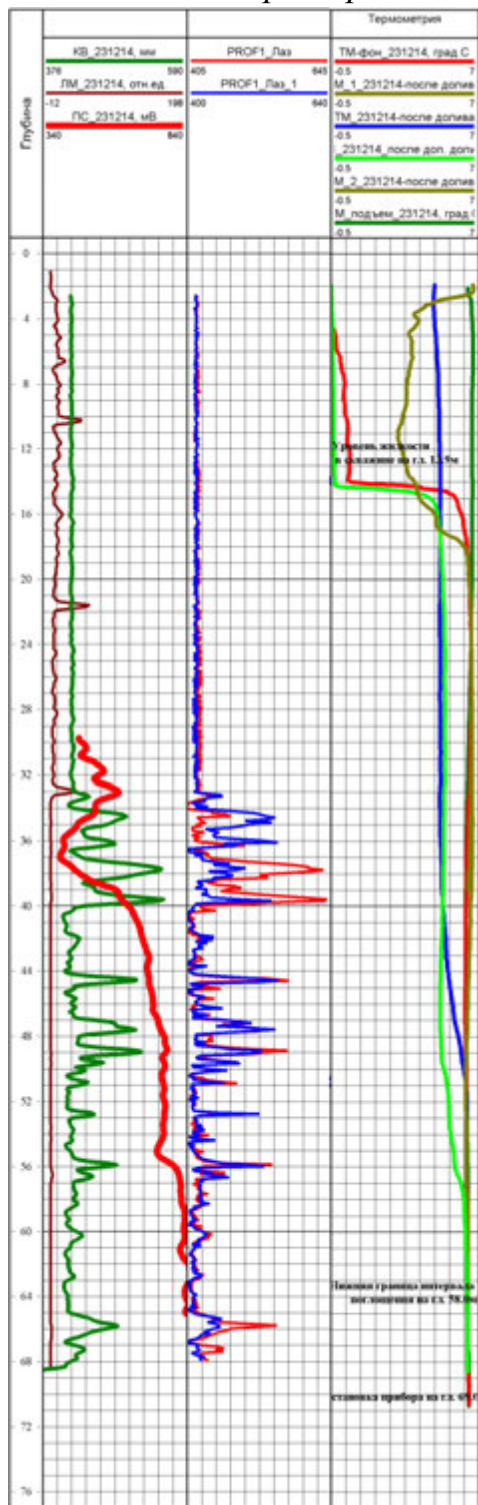
Существенную помощь для предотвращения аварийной ситуации способна оказать промысловая геофизика. Задача ГИС – установить интервалы поглощения и интенсивность притока для определения режима дальнейшего бурения.

**Конструкция скважины в интервале ГИС**

Комплекс ГИС выполнен в интервале 0-68м. В этом интервале скважина имеет следующую конструкцию\*:

Конструкция скважины	Диаметр скважины, мм	Диаметр колонны, мм	Башмак колонны, м
кондуктор	660	530	6,05
направление	494	426	31,5
открытый ствол	394		

\*высота стола ротора 1,7м, высота направления над землей – 0,4м.



При вскрытии разреза в интервале 31,5 - 68 м наблюдается катастрофическое поглощение промывочной жидкости вплоть до остановки циркуляции.

#### Информативность данных ГИС-контроль

Измерения проведены ПФ «Мосгазгеофизика» при участии С.П. Скопинцева. Комплекс методов включал термометрию, термоанемометрию, каверно- и профилометрию, локатор муфт.

**По данным каверномера и профилера** (рисунок 1) диаметр открытого ствола в интервале исследований изменяется от 414 до 526мм, выделяются интервалы с увеличенным диаметром скважины, наблюдаются каверны до 20см. Профиломер показывает, что сразу под колонной профиль скважины вытянут в одном направлении. Башмак кондуктора по данным кавернометрии отмечается на глубине 32,7м.

Обсадные колонны соединены сваркой. Примечательно, что на кривой локатора муфт выделяются места соединения обсадных колонн в отсутствие муфт. Это наглядно показывает, что чувствительности датчика локатора муфт достаточно для регистрации даже незначительного изменения толщины металла в местах сварки обсадной колонны.

Рисунок 1. Данные кавернометрии, СП, локатора муфт (1-е поле планшета), профилометрии (2-е поле планшета), термометрии (фоновый замер и с двумя добавлениями холодной воды).

Выполнены замеры **термометрии**– фоновый и после добавления в скважину 9м<sup>3</sup> холодной воды. По данным фонового замера термометрии уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 13,9м, температура в стволе скважины составляет примерно 6,5 градусов.

Для выявления интервалов поглощения в скважину была залита холодная вода. После добавления воды температура до границы интервала поглощения понизилась на два градуса. Нижняя граница интервала поглощения отмечается на глубине 50 метров, где кривые термометрии после добавления воды выходят на уровень фоновых значений. Объем поступившей в скважину жидкости низкой температуры полностью поглощается к нижней границе интервала поглощения. После повторного добавления воды нижняя граница смещается еще на 8 метров ниже. Нижняя граница интервала поглощения по второму замеру отмечается на глубине 58 метров. Однако, по данным термометрии нельзя выделить отдельные интервалы поглощения, только нижнюю границу.

Для оценки интенсивности поглощения в отдельных интервалах были проведены замеры **термоанемометром** без нагрева датчика (3 измерения) и при нагреве датчика термоанемометра (4 измерения) (рисунок 2).

По показаниям термометра и термоанемометра рассчитан параметр СТА – степень охлаждения датчика термоанемометра (рисунок 3).

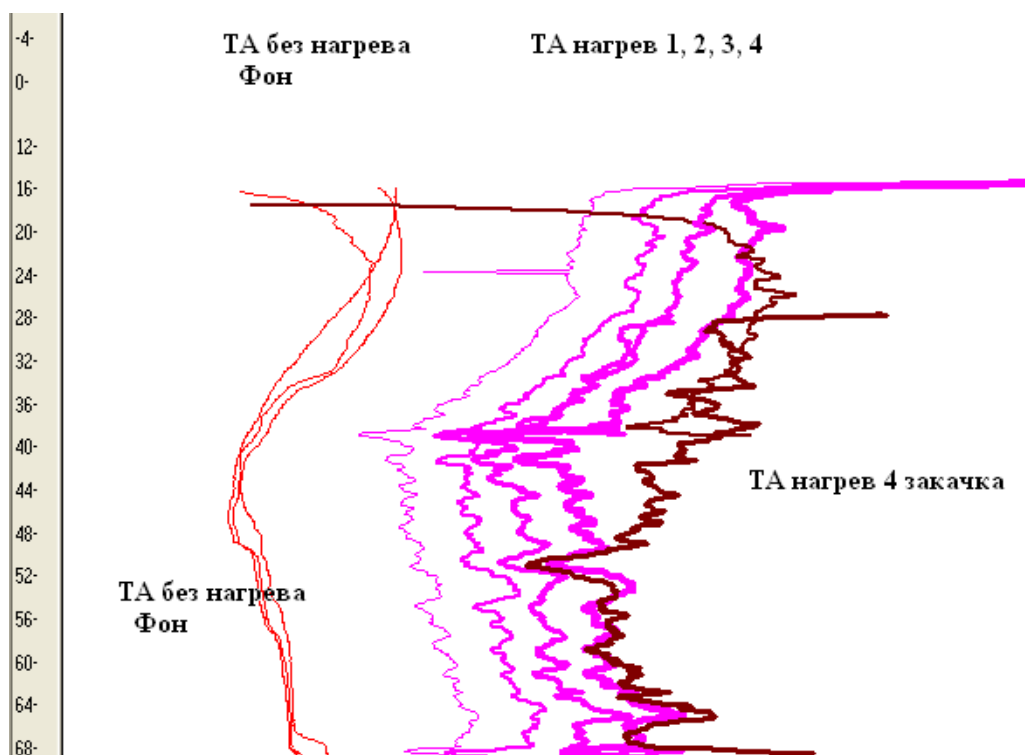
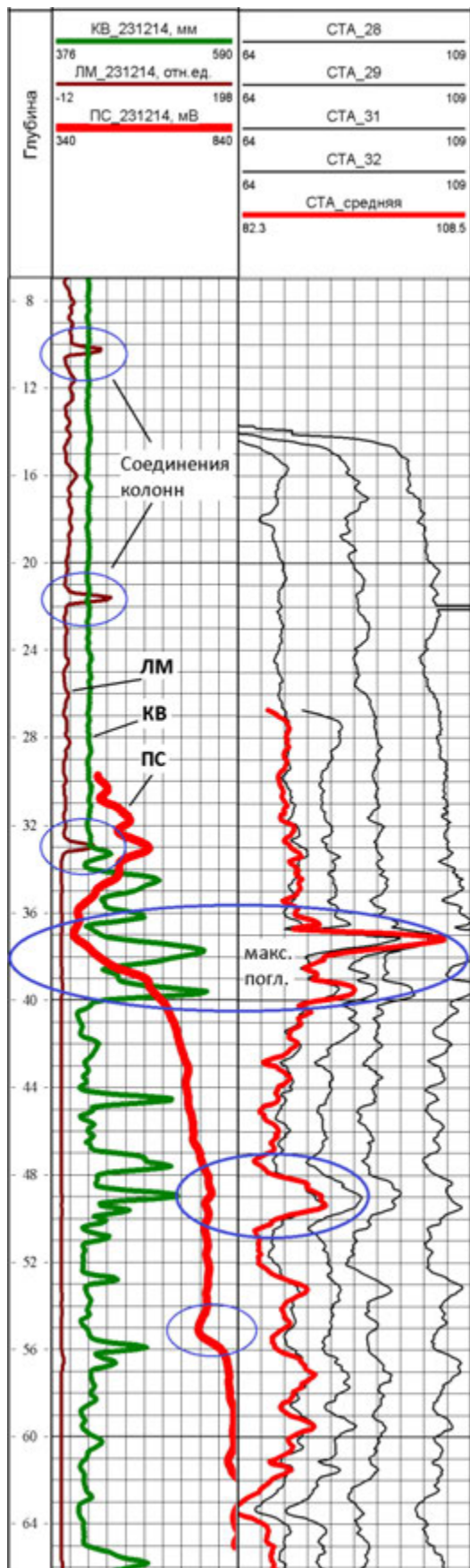


Рисунок 2. Замеры термоанемометром с нагревом и без нагрева



По результатам измерений получены три синтетических диаграммы охлаждения термоанемометра  $СТА = 1000/(T_A - T)$  [1] для спусков, где мощность  $T_A$  ненулевая;  $T_A$ -показания термоанемометра,  $T$ -показания термометра.

В отличие от термометра, по показаниям термоанемометра можно определить степень охлаждения нагреваемого элемента, что позволяет оценить интенсивность охлаждающего потока. В интервалах поглощения скорость потока выше, что отражается увеличением аномалии на диаграмме термоанемометра.

Анализ значений параметра СТА позволяет определить местоположение и границы интервалов поглощения. Они находятся на глубинах 37-38, 39-40, 48-50, 52-54 метра.

Судя по величине аномалий СТА (рисунок 3), максимальная интенсивность наблюдается в верхнем интервале поглощения (36-38), также значительное поглощение выявлено на глубине 48-50 метров, которая также отмечена с помощью термометрии при первичном добавлении холодной воды.

Примечательно, что в верхнем и нижнем интервале максимального поглощения наблюдается отрицательная амплитуда СП, максимально отрицательная в верхнем интервале (36-38) (рисунок 3). Вероятно, это обусловлено существенным увеличением фильтрационной составляющей в этих интервалах, т.к. по результатам анализа шлама и по литологическим признакам эти интервалы не отличаются от вмещающих их пород.

Рисунок 3 Сравнение параметра СТА и показаний метода СП

Предположение о наличии интервалов поглощения именно в этих интервалах косвенно подтверждается показаниями каверномера. Увеличение диаметра скважины и вымывание породы наблюдается именно в тех интервалах, где с помощью термоанемометра выявлена наибольшая скорость потока.

### **Информативность данных ГИС открытого ствола**

Четвертичные отложения, выполняющие интервал 0-31м, представлены суглинками с включением гравия, гальки, валунов, с прослоями песка. Далее по разрезу каменноугольные отложения до глубины 145м по данным ТЦ «Тверь-Геомониторинг» и по шламу до глубины 68м включают известняки трещиноватые, участками окремненные и доломитизированные, с прослоями доломитов и глин.

Измерения проведены следующим комплексом ГИС открытого ствола: зонды КС, метод потенциалов собственной поляризации (ПС), кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК), боковой каротаж (БК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), волновой акустический каротаж (ВАК).

По данным нейтронного метода и бокового каротажа (БК) максимальными значениями отчетливо выделяются уплотненные интервалы. Удельное электрическое сопротивление меняется от 100 до 1040 Ом.м (рисунок 4). В интервале максимального поглощения наблюдается максимальное водородосодержание в вскрытом участке разреза.

На кафедре ГИС РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина выполнена обработка данных ВАК и на планшете приведены кривые интервального времени пробега упругой волны. Диаграмма интервального времени информативна относительно пористости отложений и показывает тенденцию снижения пористости вниз по разрезу.

По данным ГИС открытого ствола наблюдается увеличение показаний гамма-каротажа (рисунок 4), что свидетельствует об увеличении глинистости вниз по разрезу. Увеличение глинистости также фиксируется показаниями метода СП. Снижение пористости и увеличение глинистости отложений исключает проявление поглощений далее по разрезу в этих отложениях. По данным последующего бурения в разрезе проявляются прослой глини, поглощение отсутствует.

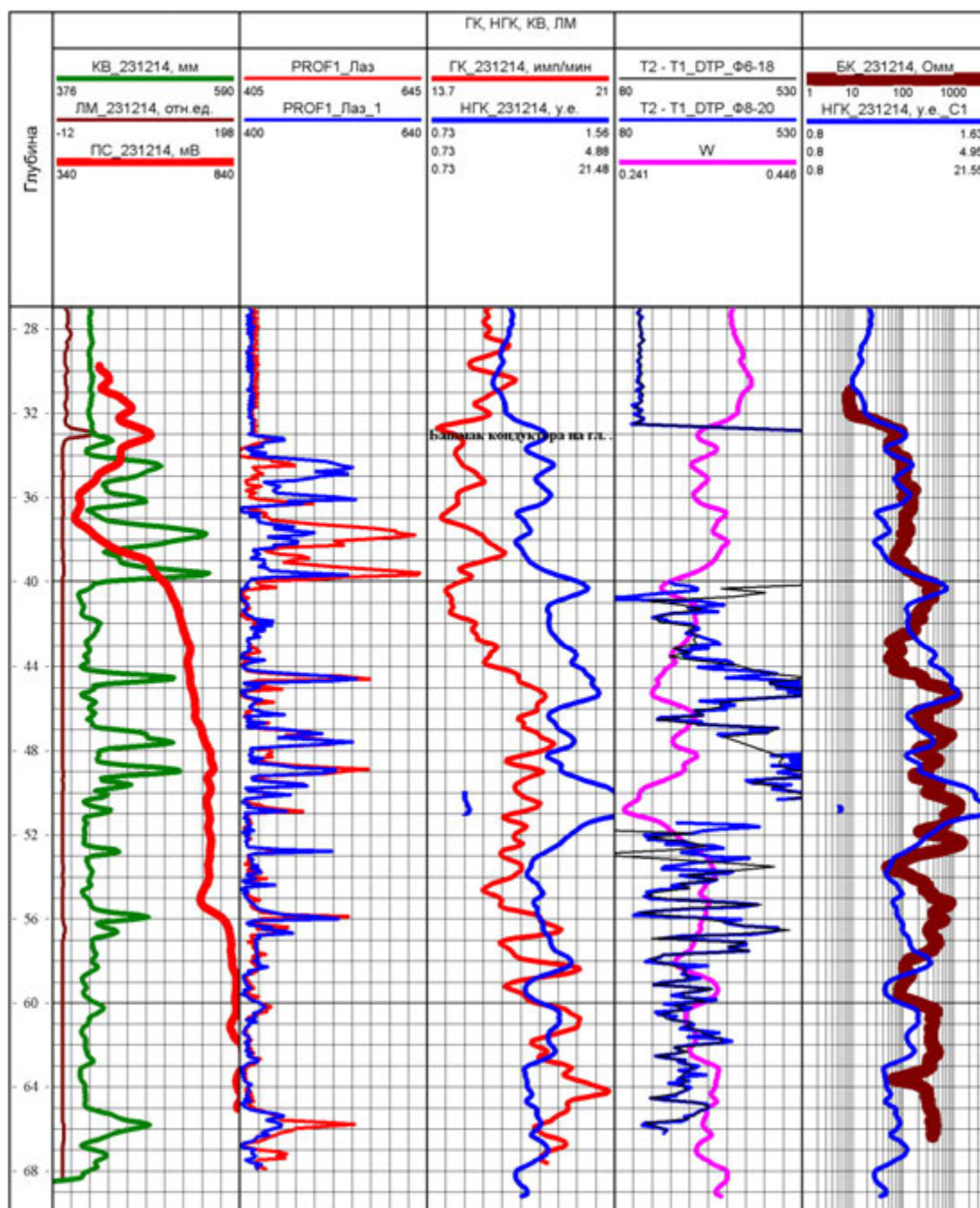


Рисунок 4. Данные комплекса ГИС открытого ствола

### Заключение

По данным методов ГИС и ГИС-контроля в режиме остановки бурения скважины малой глубины и большого диаметра определены интервалы поглощения, дана качественная характеристика интенсивности притока и прогноз свойств пород впереди текущего забоя для оперативной коррекции режима бурения и конструкции скважины.



## **Список использованных литературных источников**

1. Гергедава Ш.К., Пантелеев Г.Ф., Левитский К.О., Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Газодинамический контроль за эксплуатацией скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа промыслово-геофизическими методами. М., изд. ВИЭМС, 1991, с.29-30.
2. Отчет о строительстве контрольно-поверочных скважин в г.Кимры (по теме 21/82 этап I), М., 1982.
3. Широков В.Н., Лобанков В.М.. Метрология, стандартизация, сертификация. Учебник. - М.: МАКС Пресс, 2008.

**ФОРМИРОВАНИЕ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ В ПЕРМСКОЕ  
ВРЕМЯ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗИРОВАНИЕМ РАЗВИТИЯ  
ДЕЛЬТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
(FORMATION OF KOROTAIHINSKAYA TROUGH IN THE PERMIAN  
IN CONNECTION WITH FORECASTING THE DEVELOPMENT OF  
DELTAIC DEPOSITS)**

Маракова И. А.

(научный руководитель: заведующий кафедрой геологии горючих и  
твердых полезных ископаемых, к. г.-м. н.

Ростовщиков В. Б.)

Ухтинский государственный технический университет

Тимано-Печорская провинция в региональном плане является сложным гетерогенным бассейном осадконакопления. На различных этапах ее развития сформировались крупные тектонические элементы, различающиеся по активности тектонических процессов (сжатие, растяжение), происходящих по зонам крупных разломов, стабильности протекающих процессов, характеризующие их как мобильные тектонические зоны и зоны с завершившимся циклом тектогенеза в определенный период времени (Хорейверская впадина – Большеземельский свод – (O-D<sub>1</sub>), Коротаихинская впадина)

Коротаихинская впадина располагается в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Изучение геофизическими методами началось в 1950 и продолжается ныне. В пределах впадины пробурено 6 параметрических скважин, 2-поисковые и более 10 мелких структурно-поисковых скважин на уголь (ВК-1-16 и др.) На сегодняшний день изученность сейсморазведкой 2Д низкая и приблизительно составляет 0,41 км/км<sup>2</sup> (рисунок 1).

За это время были выявлены значимые тектонические элементы (с запада на восток): Вашуткино-Талотинский взбросо-надвиг, Лабогейская и Одинокская ступени, Верхневоркутская зона дислокаций, Пестаншорская и Сабриягинская складчато-надвиговые зоны.



Рисунок 1. Схема изученности Кортаихинской впадины сейсморазведкой

До раннепермского времени на территории современной Кортаихинской впадины существовала континентальная окраина, на которой в палеозое формировались мощные толщи карбонатных отложений ордовика-ранней перми.

В раннеартинское время в истории развития всех впадин Предуралья начинается этап терригенного осадконакопления.

В результате коллизии Восточно-Европейской и Сибирской плит южнее Кортаихинской впадины обособился Уральский ороген. Активное горообразование на Урале создавало условия, при которых эрозионные процессы формировали новый источник обломочного терригенного материала.

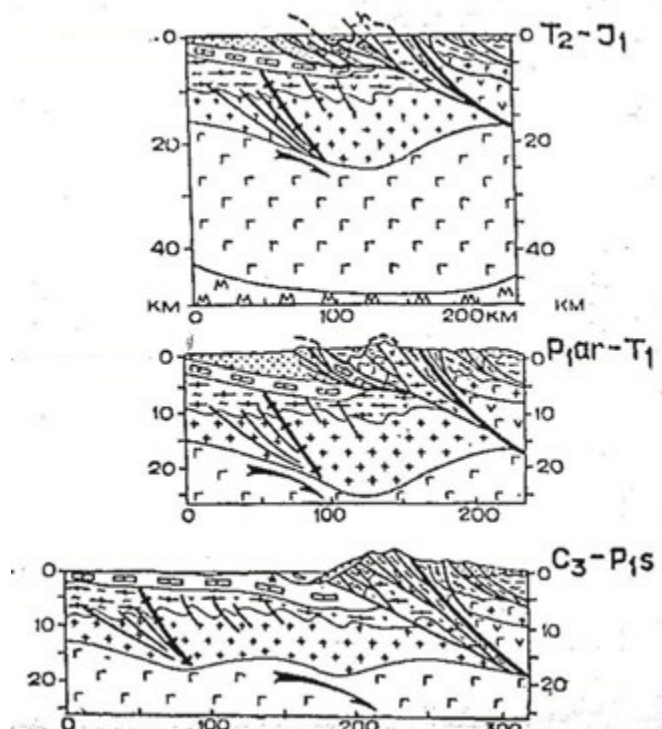


Рисунок 2. Модель палеогеодинамической эволюции севера Урала (по В. В. Юдину, 1997)

По мере формирования Урала в западной его части на фоне регрессивного развития бассейна седиментации в СЗ направлении происходил снос терригенного материала, в том числе по палеорекам, стекавшим с гор Урала.

Перераспределение материала происходило в формировавшейся многолопастной дельте.

Примером похожих гидродинамических условий седиментации являются клиноформные ачимовские толщи Западной Сибири, изученные большим количеством скважин и плотной сетью сейсмопрофилей.

В пределах исследуемой части Коротаихинской впадины, на удалении от которой присутствует источник терригенного материала, предполагается следующий механизм седиментации: массы грубообломочного материала оставались вблизи подножия гор, остальные более мелких разностей перемещались далее по направлению движения шельфовой границы на северо-запад, где реки в шельфовой части разбивались на дельты и постепенно накапливающийся в них материал на протяжении ранней перми формировал проградирующие песчаные линзы.

В Западно-Сибирском седиментационном бассейне исследователи выделяют в разрезах, где присутствуют клиноформно построенные толщи, три зоны: шельфовую (ундаформу), склон (клиноформу) и глубоководную зону (фондоформу). На временных разрезах отмечены реперные маркирующие горизонты, ограничивающие эти зоны. Их волновое

строение представлено сложной, дифференцированной записью, которая отражает литологическое строение и характер седиментации, отождествляемой с бурной деятельностью рек.

Модель формирования дельтовых отложений в Коротаихинской впадине в пермское время представлена на рисунке 3, где наглядно видна зональность проградирующих дельт с юго-востока на северо-запад.

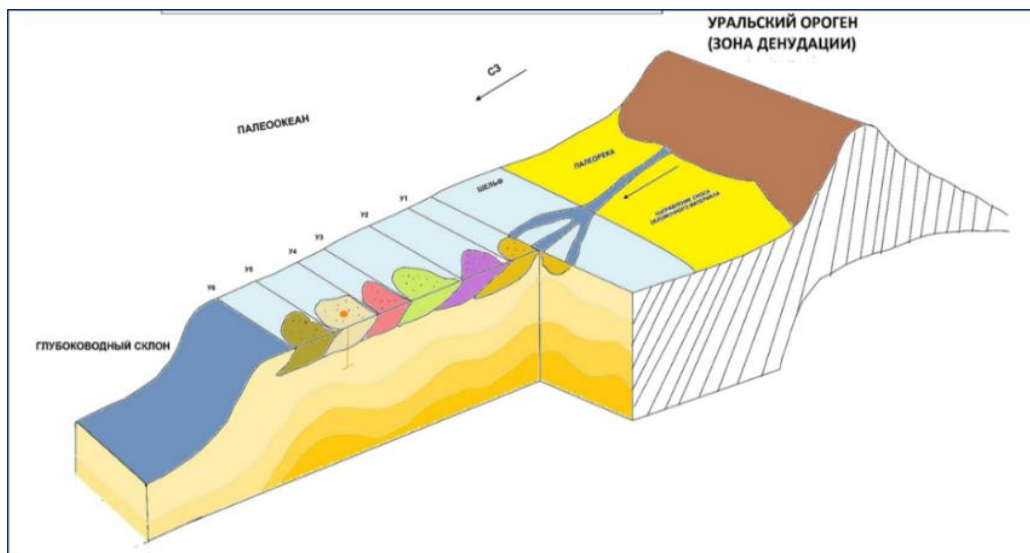


Рисунок 3. Модель формирования дельтовых отложений на исследуемой территории Коротаихинской впадины

Цикличность накопления линз в процессе седиментации характеризует их как разновозрастные песчаные тела, которые формировались в позднеартинское время с началом развития Урала вплоть до уфимского времени, когда условия осадконакопления изменились на озерно-аллювиальные.

Каждый цикл представляет клиноформенный сейсмический объект с максимальными мощностями (до 200-250 м) в центральной части клина. Литологически клин представляет переслаивание глин и песчаников (скв.2-Зап. Коротаихинская).

Такой механизм формирования четко фиксируется на сейсмических разрезах и подтверждается данными бурения (рисунок 4).

По сравнению с характеристиками ачимовских толщ в клиноформенном комплексе Вашуткина-Талотинского взбросо-надвига, Коротаихинской впадины более спокойная волновая картина, связанная как с перемещающими способностями потока, так и дальностью перемещения материала.

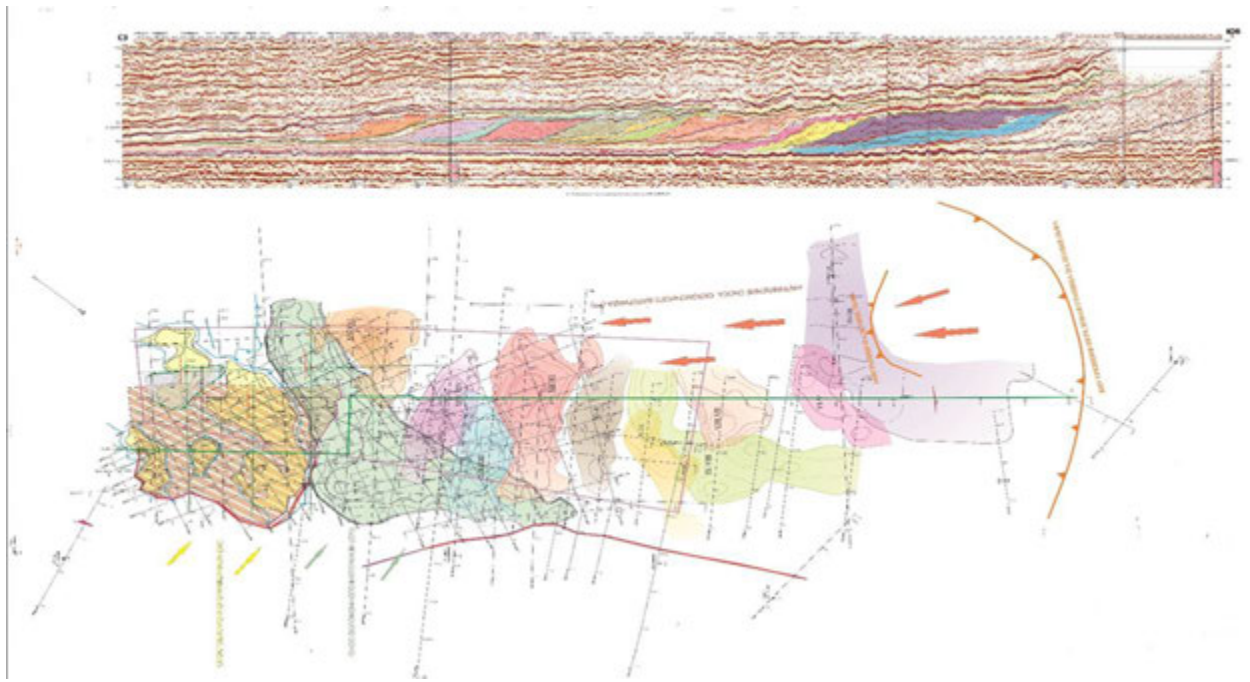


Рисунок 4. Схема перспективных объектов в отложениях нижней перми

В настоящее время одна из клиноформ вскрыта скважиной **Западно-Кортаихинская 2** (рисунок 5), где был поднят нефтенасыщенный керн. Из отложений нижней перми на Лабогейской, Пурсамыльской, Кортаихинской структурах также поднят нефтенасыщенный керн.

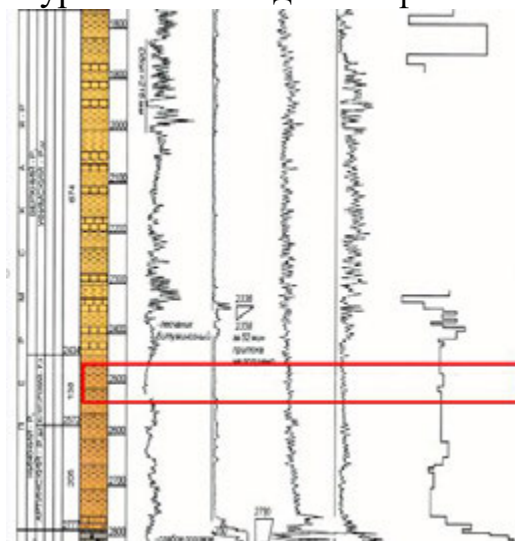


Рисунок 5. Разрез пермских отложений по скважине Западно-Кортаихинская 2

В юго-западной части впадины в разрезе нижней перми при опробовании ИП в скважине **ВК-1** была получена тяжелая окисленная нефть, несущая в себе признаки разрушения залежей.

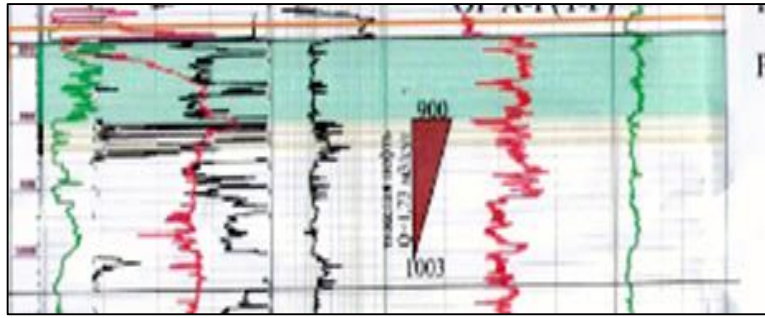


Рисунок 6. Нефтенасыщенный интервал в кунгурских отложениях по скважине ВК-1

Примером накопления проградирующих толщ в области пассивной континентальной окраины [2] является сейсмогеологический разрез через южную часть реки Лимпопо на западе Африки (рисунок 7).

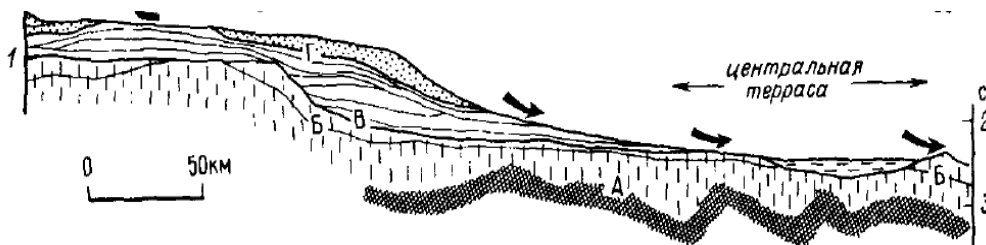


Рисунок 7. Сейсмогеологический разрез через южную часть реки Лимпопо

На временных разрезах в пределах Коротайхинской впадины (профили 20891-12, 04-РС) прослеживаются несогласия типа подошвенного прилегания, характеризующиеся как палеорусла реки, выделяемые в основном в нижней части нижнепермского комплекса. При выделении палеорусел мы опирались на характерную им запись на временных разрезах, известную из научной литературы [3].

На региональном профиле 04-РС фиксируется раздвоение русла. Выделение палеорусел на временных сейсмических разрезах представлено на рисунках 8, 9.

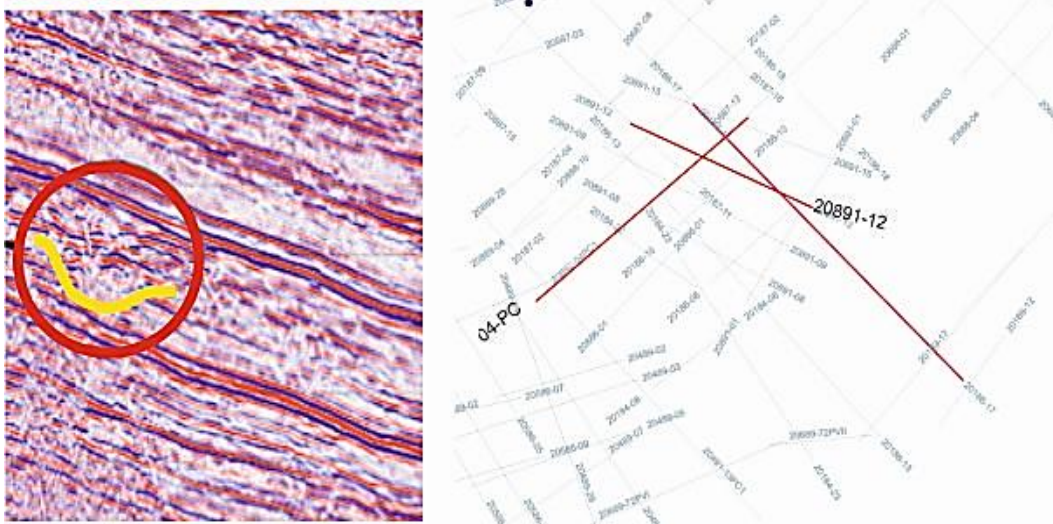


Рисунок 8. Выделение палеорусла в нижнепермском комплексе на профиле 20891-12 в Коротаихинской впадине (Лабогейская моноклираль)

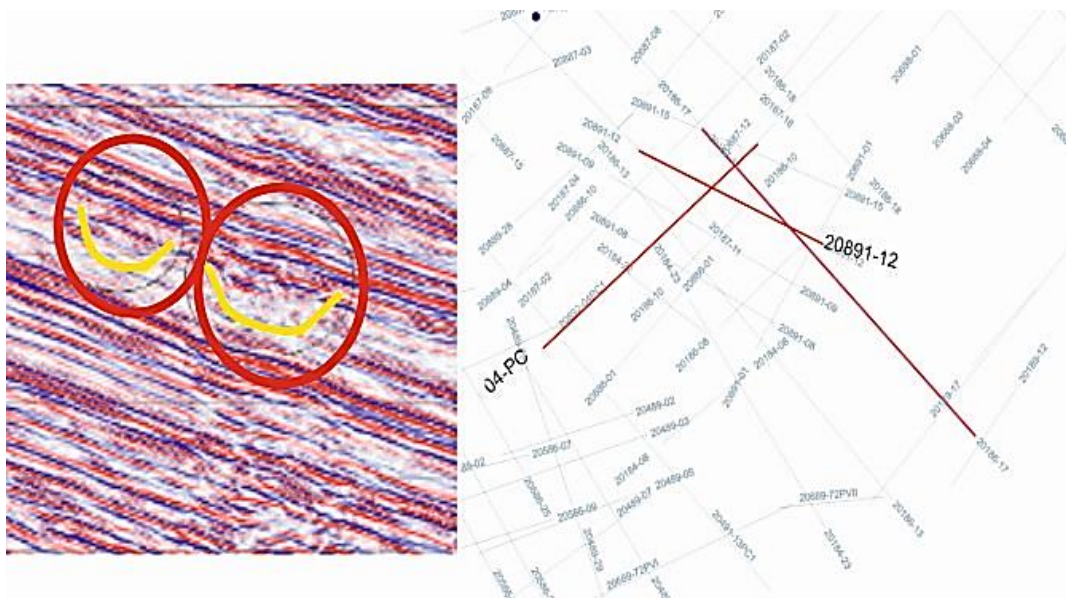


Рисунок 9. Выделение палеорусел на профиле 04-PC вблизи скважины 2-Западно-Коротаихинская (Лабогейская моноклираль)

В Коротаихинской впадине нефтегазоматеринские породы (НГМП) в нижнепермском комплексе содержатся в артинских и кунгурских терригенных отложениях. Генетический тип РОВ преимущественно сапропелево-гумусовый и гумусовый. Во впадинах Предуралья прогиба, в т.ч. и Коротаихинской, установлены максимальные содержания РОВ (более 6 %). Процессы генерации УВ протекали в течение одного этапа (Эволюционная модель..., 1994 г.). В триасе нижнепермские отложения прошли как главную фазу нефтеобразования, так и главную фазу газообразования (рисунок 10)



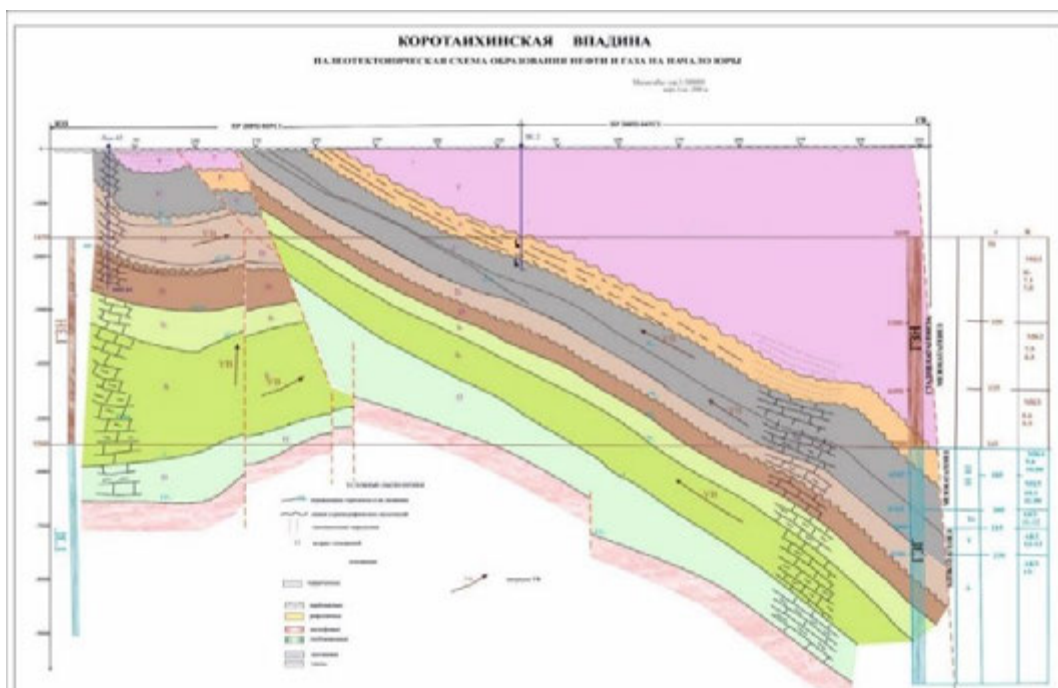


Рисунок 10. Палеотектоническая схема образования нефти и газа на начало юры

Таким образом, тектоно-геодинамическая обстановка, возникшая в пермское время вследствие завершения формирования рифтовой системы (Варандей-Адзвинская зона) и субдукционно-коллизийных процессов в области современного Урала, создали благоприятные условия для формирования ловушек дельтового типа и заполнения их углеводородами.

Прогнозируемые ловушки на рассматриваемой территории преимущественно седиментационные, литологически-ограниченные. Основные очаги генерации по С. А. Данилевскому [4] находятся в Варандей-Адзвинской зоне (доманиково-турнейский комплекс), Косью-Роговской впадине. В Коротаихинской впадине прослеживающаяся на временных разрезах разновозрастная клиноформная толща дельтового генезиса, с которой связан основной поисковый интерес, позволяет предположить, что основной объем углеводородов заполнил ундаформные части из вмещающих отложений в триасовое время.

### Заключение

1) На удалении от основного источника терригенного обломочного материала на возникающем Урале осадконакопление контролировалось деятельностью горных рек и их перемещающими способностями, дальностью перемещения материала, что образует характерную волновую картину на временных разрезах сейсмических профилей. На профилях выделены по характерной сейсмической записи русла рек, дельтовые отложения которых вскрыты скважиной 2-Западно-Коротаихинская.

2) Формирование подобных объектов, которые зачастую могут содержать хорошие коллекторские толщи, следует ожидать по периферии формирующихся горных систем.

3) Заполнение углеводородами литологических ловушек дельтового генезиса предположительно происходило в триасовое время [5].

### **Список использованных литературных источников**

1. Юдин В. В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994, 286 с.

2. Конюхов А. И. Осадочные формации в зонах перехода от континента к океану. – Л1: Недра, 1987, 222 с.

3. Альмухаметов, А. А. Прогнозирование залежей нефти в верхнеюрских отложениях Среднего Приобья на основе сейсмических исследований: автореф. дис. канд. геол-минерал. наук : 25.00.12 // А. А. Альмухаметов : Научно-производственная фирма «Геофизика». – Уфа, 2010. – 23 с.

4. Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. 298 с.

5. О. С Процько, О. В. Валяева Типы органического вещества и генерационный потенциал кунгурских терригенных отложений севера Предуральяского краевого прогиба // Георесурсы. – 2014. - № 2(57), 51-55

# **АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА (ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE GAS FACTOR ON THE DEVELOPMENT OF RESERVES AT THE KORCHAGIN FIELD)**

Абраева Т.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент А.В. Гавура)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

## **Введение**

По официально опубликованным данным [1] на начало 2014 года на Госбалансе РФ значится более 500 комплексных (нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных) месторождений запасами более 6 млрд. т нефти в нефтяных оторочках и более 7 трлн. м<sup>3</sup> газа в газовых шапках, что составляет значительную часть запасов углеводородного сырья в стране.

Разработка запасов нефти газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений с обширной газовой шапкой сопровождается рядом осложнений. С одной стороны, месторождение можно эксплуатировать на естественном режиме, расширяющаяся газовая шапка достаточно эффективно вытесняет нефть к скважине и поддерживает пластовое давление. С другой стороны, существует риск неконтролируемого прорыва газа, что приводит к потере части запасов и расформированию нефтяной оторочки.

Целью данной работы является анализ причин роста газового фактора при эксплуатации горизонтальных скважин, а так же его влияние на показатели разработки месторождения имени Ю. Корчагина. В качестве примера для расчетов были взяты две скважины (с минимальным и максимальным газовым фактором), находящиеся в одинаковых условиях эксплуатации.

## **Постановка проблемы**

При эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей снижение давления и неравномерность падения давления по зонам залежи вызывают перемещение контактов фаз. Условия фильтрации в нефтегазоконденсатных пластах сложнее, чем в нефтяных и газовых. Наличие газовой фазы в потоке (в частности, ситуация, реализуемая при падении пластового давления на месторождении) сильно влияет на коэффициенты проницаемости по нефти и воде, что в конечном итоге отражается на величинах коэффициентов нефте- и газоотдачи.

Данная работа посвящена анализу влияния газового фактора на выработку запасов на примере месторождения имени Ю. Корчагина. Это нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 2000 году, представлено

нефтяной, с обширной газовой шапкой залежью; эксплуатируется системой горизонтальных скважин.

Разработка этой залежи в неокомских отложениях осложнялось рядом проблем, связанных с увеличением газового фактора (ГФ). В ходе сравнения показателей работы скважин в 5 из 12 были выявлены расхождения расчетных дебитов нефти с фактическими данными, характеризующиеся прогрессирующим снижением продуктивности. Причиной падения дебитов послужил рост газового фактора, при этом фактические показатели более чем вдвое превысили проектные значения в данных скважинах.

На рисунке 1 представлена график динамики показателей скважины №1. Снижение дебитов нефти в 2,5 раза связано в основном с ростом газового фактора в 4 раза за 3 года эксплуатации скважины. В частности, в течение 2013 года по этой причине устьевое давление увеличилось с 8,38 до 9,10 МПа. Это свидетельствует о прорывах газа к скважине.

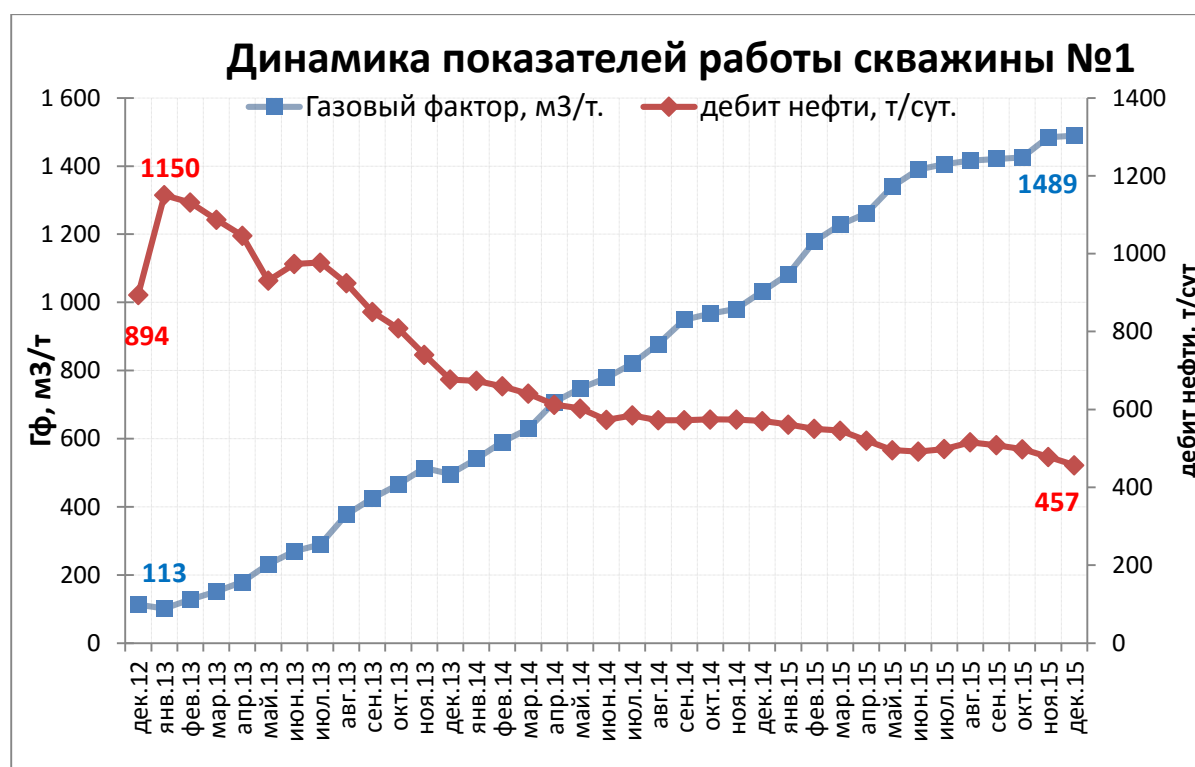


Рисунок 1. Динамика показателей работы скважины №1

С целью уменьшения объемов прорывного газа была проведена обработка призабойной зоны скважины водонефтяной эмульсией (ВНЭ), после которой удалось снизить ГФ в 1,5 раза за три месяца. Однако эффект от обработки носил кратковременный характер, после проведения обработки в течение 2 месяцев работы скважины наблюдался быстрый, неконтролируемый рост ГФ до 4864 м3/т. Дебит нефти при этом упал в 6,5 раз.

На рисунке 2 представлен график динамики показателей скважины №2 с применением обработки призабойной зоны ВНЭ в 2013 году. По графикам видно, что в течение эксплуатационного периода газосодержание в продукции скважины постоянно росло, затем наблюдается стабилизация ГФ с последующим резким ростом.

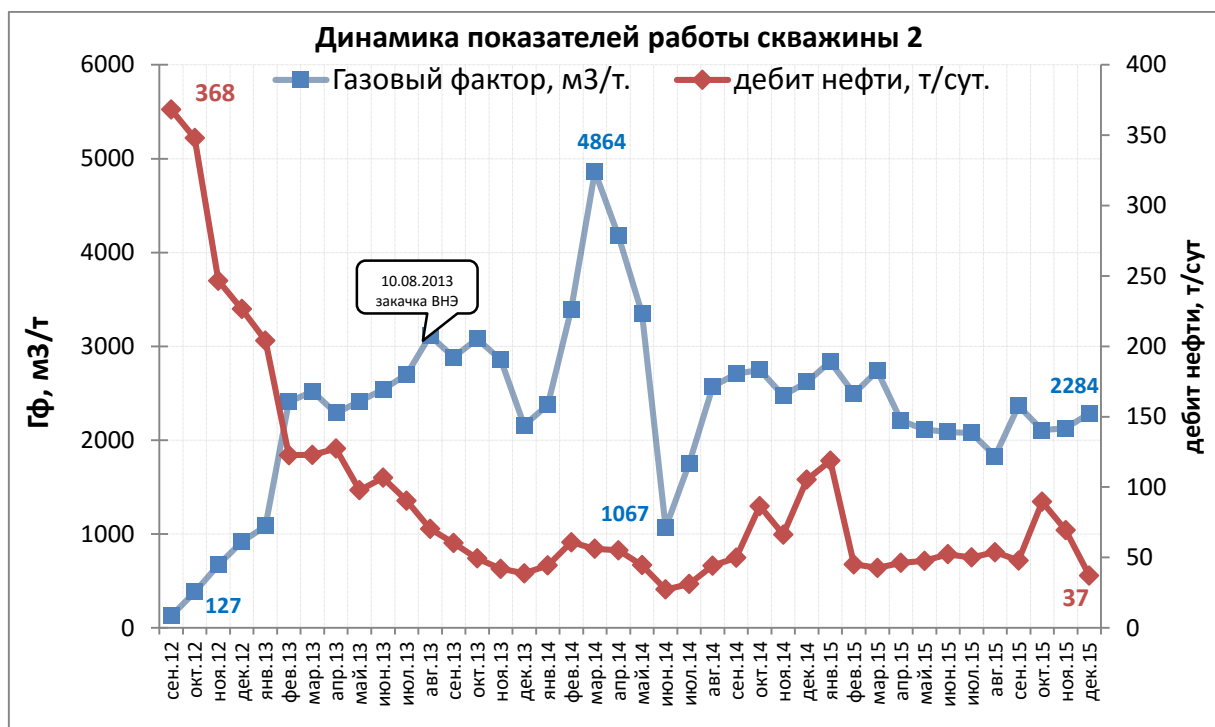


Рисунок 2. Динамика показателей работы скважины №2 с закачкой ВНЭ

В ходе изучения графиков динамики показателей работы скважины, можно сказать, что обработка призабойной зоны скважины путем закачки ВНЭ является малоэффективной, с кратковременным эффектом. Для повышения эффективности разработки месторождения следует провести анализ показателей работы скважин для установки причин прорывов газа.

### Практическая часть

В данной работе анализ причин роста газового фактора при разработке залежи системой горизонтальных скважин проводится на основании сравнения фактических дебитов с расчетными значениями критических дебитов и депрессии, при которых начинается формирование конусов газа и воды.

Согласно работе [2] в ходе разработки месторождения с газовой шапкой, при увеличении дебита нефти (например, при снижении забойного давления), градиент давления возрастает, поэтому происходит продвижение поверхности газонефтяного контакта (ГНК) к скважине.

Дебит называется «критическим», когда градиент давления у поверхности скважины значительно возрастает, и происходит быстрый прорыв газа, характеризующийся вертикальным наклоном контактной поверхности.

Известно, что процесс добычи нефти из оторочки без прорыва газа состоит из двух этапов:

1. Вертикальное вытеснение нефти газом - процесс, при котором вершина ГНК продвигается к скважине, оставляя контакты стабильными и вытесняя нефть из объема на небольшом расстоянии от скважины. При вертикальном вытеснении на скорость движения вершины ГНК оказывает влияние силы «отбора», выражаемые градиентом давления.
2. Гравитационное дренирование – процесс, при котором вершина ГНК остается неподвижным, вытесняя нефть из областей, лежащих за пределами первоначального конуса. Вытеснение нефти и движение контакта ГНК происходит за счет сил Архимеда.

Условие стабильности контакта характеризуется значениями критического дебита и критической депрессией, при которых устанавливается баланс сил, т.е. равенство гидродинамического и гравитационного градиента потенциала на фронте:  $\frac{dp}{dz} = \Delta\rho g$ .

На рисунке 3 приведена схема нефтегазовой залежи в момент образования конуса газа.

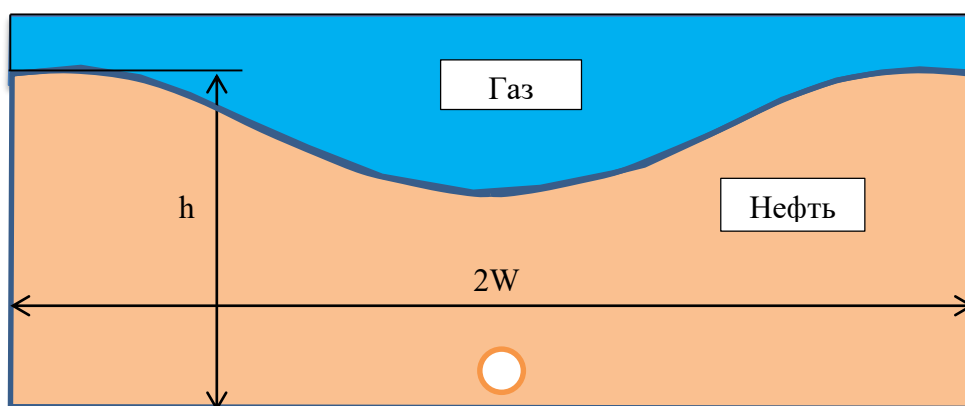


Рисунок 3. Схема нефтегазовой залежи в момент образования конуса газа

На примере работы двух скважин с разными показателями ГФ за одинаковый период эксплуатации (сен. 2013 г. – дек. 2015 г.) был произведен расчет критических дебитов и критических депрессий по формулам, представленных Эфросом, Джигером и Дюшюи.

Ниже представлены формулы для расчета критических дебитов для гравитационного режима дренирования.

$$Q_{кр} = \frac{k_R \Delta \rho g}{\mu} \cdot \frac{Lh^2}{D + \sqrt{D^2 + \frac{h^2}{3}}} - \text{формула Эфроса}, \quad (1)$$

$$Q_{кр} = \frac{k_R \Delta \rho g}{\mu} \cdot \frac{Lh^2}{D} \left( 1 - \frac{1}{6} \left( \frac{h}{D} \right)^2 \right) - \text{формула Джигера}, \quad (2)$$

$$Q_{кр} = \frac{k_R \Delta \rho g}{\mu} \cdot \frac{Lh^2}{D} - \text{формула Дюпюи}, \quad (3)$$

где:

$k_R$  – проницаемость пласта,  $m^2$ ;

$\Delta \rho$  – разница между плотностью нефти и плотностью газа в пластовых условиях,  $kg/m^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $m/c^2$ ;

$\mu$  – вязкость пластового флюида,  $Pa \cdot c$ ;

$L$  – длина горизонтальной скважины,  $m$ ;

$h$  – эффективная толщина пласта,  $m$ ;

$D$  – расстояние от центра скважины до вершины поверхности контакта,  $m$ , ( $D = W$ ).

При решении данной задачи использовались данные, приведенные в таблице 1.

Таблица 1. Входные параметры, принятые для расчетов  $Q_{кр}$

Параметры	Скв. №1	Скв. №2
$k_R$	250	250
$\Delta \rho$	583	592
$g$	9,81	9,81
$\mu$	0,65	0,532
$L$	1	1
$h$	15	13
$W$	200	200
$\Gamma_f$	799	2338

Расчет критических дебитов для первой и второй скважины производился по формулам (1), (2), (3), описанных выше. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчета  $Q_{кр}$  для скважины 1 и 2

$Q_{кр}$	Скв 1	Скв 2
1	0,1069	0,0995
2	0,2138	0,1989
3	0,2140	0,1990

Для представления полной картины образования конусов газа, следующим этапом работы было рассмотрение динамики критического

дебита и депрессии, путем расчета зависимостей этих величин от времени для режимов вертикального и гравитационного вытеснения.

Из работы [2] известно, что зависимость дебита от времени для режима вертикального вытеснения рассчитывается следующим образом:

$$q_{кр}(t) = \frac{2WLk_z\Delta\rho g}{\mu} th \left( \frac{\pi h}{2W} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \left( 1 - \frac{k_z\Delta\rho g}{\mu t SK_{\text{выт}}} t \right) \right). \quad (4)$$

Зависимость дебита от времени для режима гравитационного дренирования описывается следующей формулой:

$$q_{кр}(t) = \frac{q_{нач}}{\left(1 + \frac{q_{нач}}{V_0}\right)^2}, \quad (5)$$

где:

$q_{нач}$  – начальный дебит и приведенные коэффициенты  $q^*$   $W^*$  вычисляются следующим образом:

$$q_{нач} = \frac{\sqrt{k_r k_z \Delta\rho g h L}}{\mu} q^*, \quad (6)$$

$$q^* = e^{0.582 - \sqrt{(\ln W^*)^2 + 0.233 \ln W^{*+0.2}}}, \quad (7)$$

$$W^* = \frac{W}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_r}}. \quad (8)$$

Расчеты проводились с входными данными, приведенными в таблице 1. Результаты зависимости дебитов и депрессии для каждого режима от времени представлены на рисунках 4-5.

а)

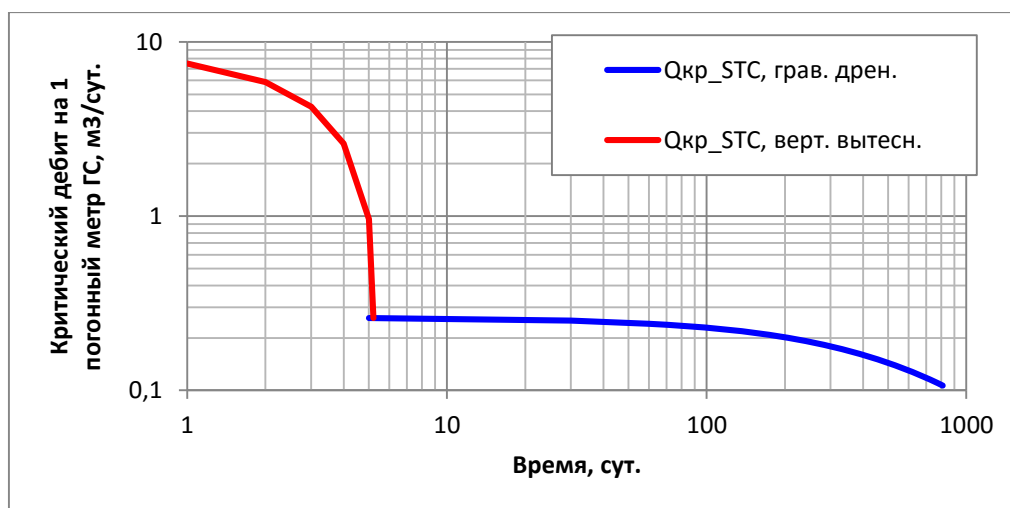


Рисунок 4а. График зависимости показателей критического дебита от времени работы. Скважина №1.



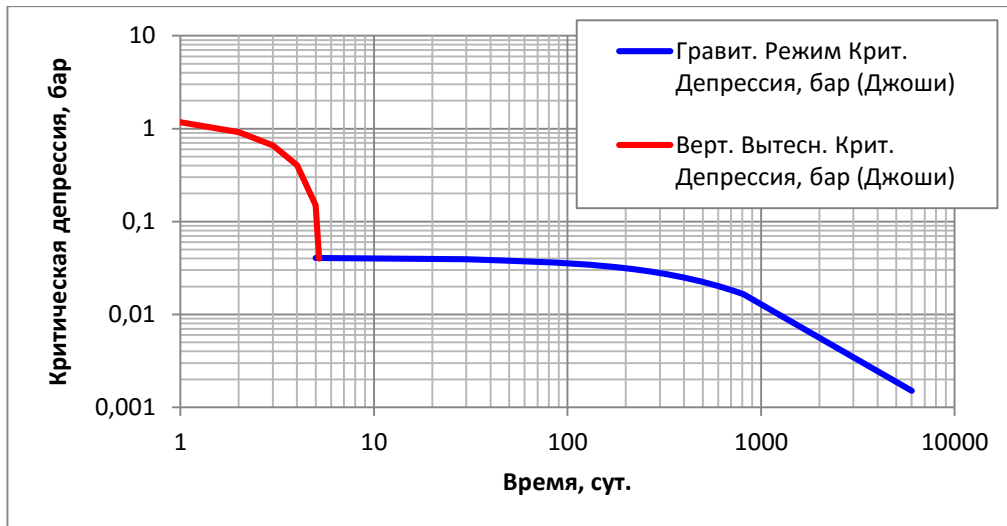
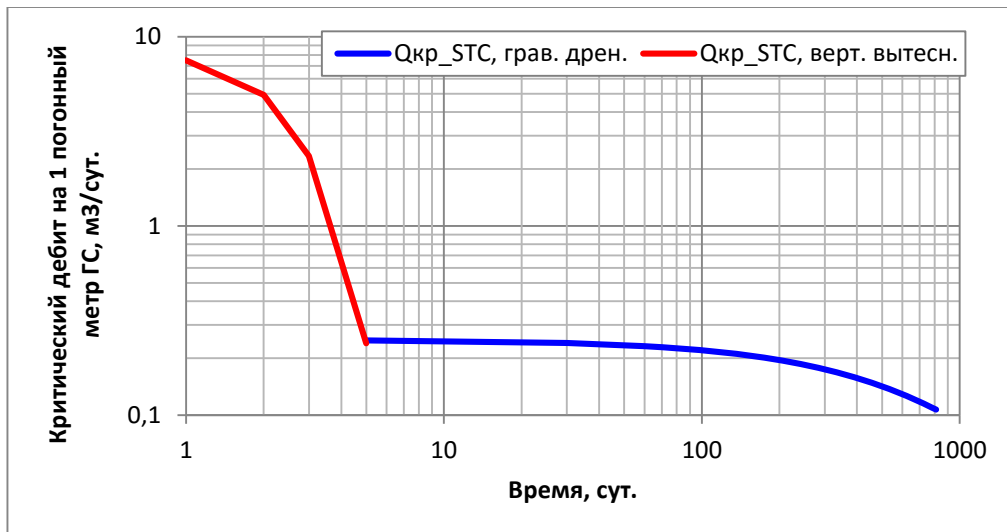


Рисунок 4б. График зависимости показателей критической депрессии от времени работы. Скважина №1

а)



б)

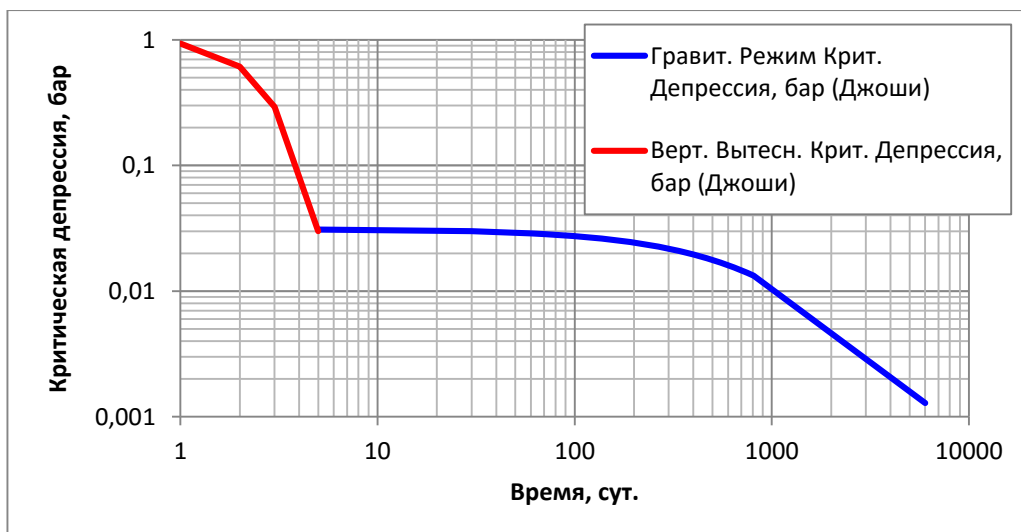


Рисунок 5. График зависимости показателей: а) критического дебита от времени работы, б) критической депрессией от времени работы. Скважина №2

В результате расчетов выявлено, что для скважины 1 удельный дебит нефти горизонтальной скважины не должен превышать 0,23 м<sup>3</sup>/сут/м, в целом дебит скважины не должен превышать 658 м<sup>3</sup>/сут. Фактический дебит скважины превышает критический примерно в 2 раза, поэтому и происходит резкое падение добычи нефти и рост газового фактора. Высокие дебиты (до 3000 м<sup>3</sup>/сут) допустимы в течение первых 5 суток работы скважины.

Для скважины №2, удельный дебит нефти горизонтальной скважины не должен превышать 0,25 м<sup>3</sup>/сут./м., (дебит скважины в сутки не должен превышать 83,25 м<sup>3</sup>/сут). Фактический дебит скважины в 4,5 раза. Чем и обуславливается резкое падение добычи нефти и рост газового фактора. Высокие дебиты (до 2500 м<sup>3</sup>/сут) допустимы на протяжении первых 5 суток работы скважины.

В частности, установлено влияние газового фактора на выработку запасов углеводородов месторождения имени Ю. Корчагина (недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»)

Проведенные выше расчеты показали, что в ходе разработки месторождения дебиты нефти значительно превосходят расчетные, критические дебиты, тем самым сокращая срок работы скважин с рентабельным дебитом в несколько раз. Для того, чтобы повысить эффективность разработки месторождения при последующем вводе новых скважин в эксплуатацию, необходимо ограничивать фактическую добычу нефти. Благодаря чему будет замедляться рост ГФ и процесс возникновения прорывов газа.

### **Список использованных литературных источников**

1. Статья ВМСБ в России: пик благополучия? – М.: Журнал «Нефтегазовая Вертикаль» №13-14, - 2015, с. 12-32.
2. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. - М. - Ижевск, 2010 – 536 с.
3. Мухаметшина Р.Ю., Еличев В.А., Гусманов А.А., Усманов Т.С., Баринаова Л.Н. Обоснование длины проектных горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации существующих скважин на примере Энтельской площади мамонтовского месторождения. - Журнал «Нефтегазовое дело» 2005, Том 3. С.179-184.
4. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учебное пособие для техникумов. - М.: Недра, 1989.-245 с.
5. Желтов Ю.В., Матрос В.Н., Мирзаджанзаде А.М., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений.- М.: Недра, 1979 - 254с.

# **ОСОБЕННОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ (SPECIFICS OF RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF MAGNESIA OIL-WELL CEMENT SLURRIES)**

Анисимова А.В.

(научный руководитель - профессор Толкачев Г.М.)

Пермский национальный исследовательский политехнический  
университет

Магнезиальные тампонажные материалы (МТМ) успешно используются на месторождениях углеводородов в Пермском крае, Иркутской области и в Республике Саха (Якутия) при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, разрез которых осложнен наличием водорастворимых солей [1].

Оптимизированные для условий месторождений указанных регионов составы МТМ могут быть предложены для использования в новых районах после необходимой корректировки их с учетом особенностей горно-геологических и термобарических условий вскрываемого разреза.

Известно, что одним из основных условий получения высокого качества цементирования обсадных колонн в строящихся скважинах является правильность выбора режима замещения бурового раствора тампонажным при движении последнего в заколонном кольцевом пространстве скважины. Заданный режим движения тампонажного раствора может быть достигнут приданием его реологическим характеристикам необходимых значений, удовлетворяющих требованию наиболее полного вытеснения и замещения им бурового раствора и буферной жидкости в течение всего цикла размещения его в затрубном пространстве, продолжительность которого может составлять до 6-7 часов. Нормирование значений показателей реологических характеристик тампонажного раствора во времени также должно выполняться с учётом сохранения его седиментационной стабильности с момента прекращения движения в заколонном пространстве (момент «СТОП») до начала загустевания.

В общедоступных литературных источниках информации отсутствуют системные сведения об изученности особенностей и о методах управления значениями реологических характеристик тампонажных растворов на основе магнезиального вяжущего (МТР). Использование же для этих целей традиционных методов управления реологическими свойствами тампонажных материалов на основе силикатных вяжущих для магнезиальных цементов является малоэффективным по причине высокой минерализации жидкой фазы последних и иной природы процессов структурообразования, протекающих при формировании цементного камня.

Первоочередной задачей при разработке методов управления реологическими свойствами МТР является изучение особенностей их реологического поведения.

На начальном этапе исследований были определены значения реологических характеристик цементных растворов, полученных на основе различных порошков магнезиального вяжущего, доступных для приобретения на российском рынке (таблица 1). При этом из перечня показателей реологических свойств были выбраны те, которые позволяют наиболее полно характеризовать поведение тампонажного раствора в процессе его закачки, размещения и нахождения в затрубном пространстве до момента загустевания его до 50 Вс: малая условная вязкость  $УВ_{100}$ , растекаемость  $R$ , пластическая вязкость  $ПВ$ , динамическое ДНС и статическое напряжение сдвига СНС, консистенция  $\eta$ .

Параллельно с исследованиями реологических характеристик МТР определены их значения для раствора на основе традиционного для крепления скважин портландцемента тампонажного (ПЦТ I-50).

Для приготовления МТР в качестве жидкости затворения использован водный раствор бишофита плотностью  $1280 \text{ кг/м}^3$ , для затворения раствора на основе ПЦТ – вода водопродонная.

Жидкость-твёрдое отношение принято, исходя из получения начальной подвижности растворов, необходимой и достаточной для проведения тампонажных работ.

Определение  $УВ_{100}$  и  $R$  растворов выполнено в соответствии с российскими государственным и отраслевым стандартами; определение  $ПВ$ , ДНС, СНС,  $\eta$  – в соответствии с международным стандартом ISO 10426-2. Температура окружающего воздуха и жидкости термостатирования растворов принята равной  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , давление – атмосферное.

Дополнительно к указанному перечню реологических параметров определялась седиментационная стабильность цементных растворов по методике: приготовленный цементный раствор после кондиционирования в течение 20 минут при  $T=20 \text{ }^\circ\text{C}$  размещали в цилиндре стабильности ЦС-2 и через 20 минут нахождения его в покое замеряли плотность раствора в нижней и верхней частях цилиндра. О седиментационной стабильности судили по разности полученных значений плотности обеих порций раствора. Знание величины этого показателя в сравнении с измеренными значениями показателей реологических свойств растворов позволит установить наличие взаимосвязи между ними.

Результаты выполненных исследований оформлены в графическом (рисунок 1-3) и табличном вариантах (таблица 2).

Таблица 1-  
Фактические значения физико-химических показателей доступных для приобретения порошков оксида магния

№ п/п	Показатели	Тип и производитель порошка вяжущего				
		ПМК, ОАО «Магнезит»	ПМК, ЗАО «Литосфера»	БМО, ООО «ГОЗ»	ОМС, ЗАО «Каустик»	ПМК, «Grecian Magnesite SA»
Химический состав						
1	Содержание MgO, %	83,1-91,9	>75,0	78,1-89,1	99,0	>83
2	Содержание CaO, %	0,82-2,46	<4,0	2,94-4,46	0,35	<3,2
3	Содержание SiO <sub>2</sub> , %	0,64-2,48	<15	1,74-5,25	0,05	<12
4	Содержание Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	-		0,27-1,13	0,05	<0,4
5	Содержание Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	-	-	-	-	-
6	Содержание SO <sub>4</sub> , %	0,30-3,60	-	-	0,2	<0,55
7	Относительная влажность, %	0,1-1,0	нет данных	0-0,8	нет данных	нет данных
8	Потери при прокаливании, %	3,8-9,3	1,7-7,6	2,75-10,1	1,2-6,8	2,4
Зерновой состав						
9	Остаток на сите 02, %	0-5,3	0,64-5,86	0-2,26	0-3,85	0
10	Проход через сито 009, %	79,48-98,04	75,28-93,44	92,4-100,0	91,25-100,0	93,98
11	Количество исследованных партий	129	13	69	5	1

Таблица 2 -  
Свойства тампонажных растворов на основе порошков магниезиальных  
вязущих и раствора на основе ПЦТ

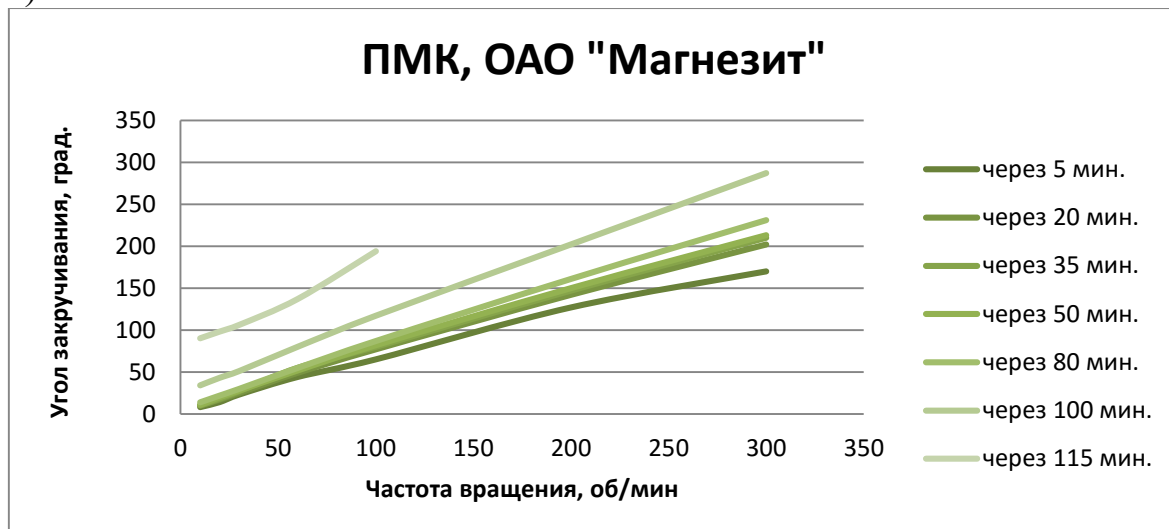
№ п/п	Параметр	Тип и производитель порошка вяжущего					
		ПМК, ОАО «Магнезит»	ПМК, ЗАО «Литосфера»	БМО, ООО «ГОЗ»	ОМС, ЗАО «Каустик»	ПМК, «Grecian Magnesite SA»	ПЦТ, ОАО Горнозаводскцемент "»
1	Ж:Т	0,85	0,85	0,85	1,4	0,85	0,45
2	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1800	1765	1775	1635	1810	1890
3	Время загустевания до 50 Вс, мин.	125	141	79	195	363	610
4	Седиментационная стабильность С <sub>20</sub> , кг/м <sup>3</sup>	47	1	12	2	17	20

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

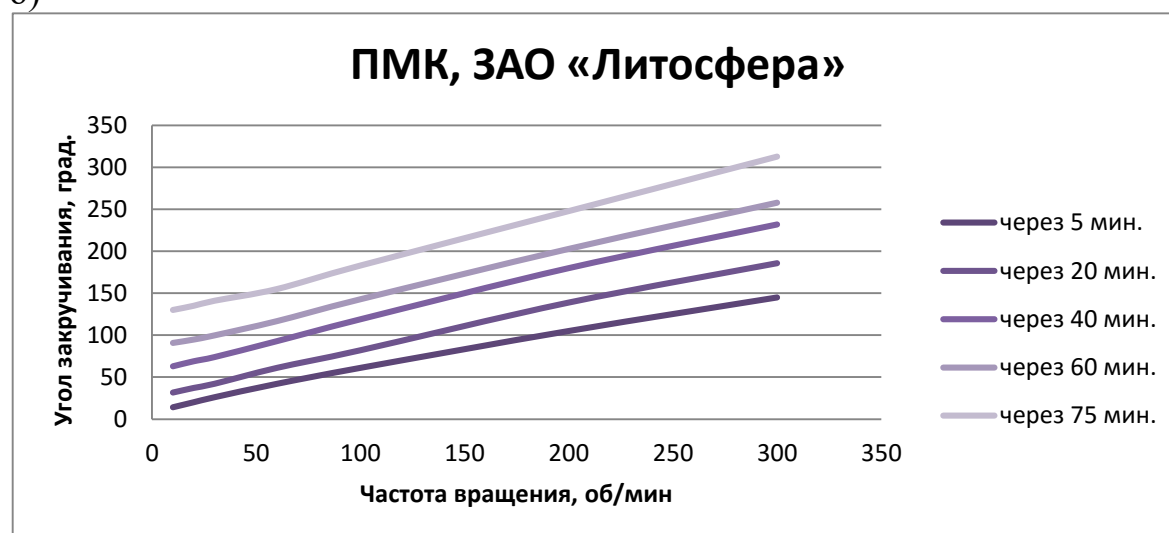
1. Реологическое поведение всех рассмотренных растворов в течение всего исследуемого периода структурообразования описывается моделью Бингама-Шведова (рисунок 1).

2. Для оценки реологических свойств магниезиальных растворов могут быть использованы все рассмотренные реологические показатели за исключением растекаемости. Так если диаметр расплыва раствора на основе ПЦТ устанавливается почти "мгновенно", то аналогичный показатель для МТР устанавливается, как правило, дольше 1 минуты. Для того чтобы выполнить гидравлические расчеты необходимо определение значений ПВ и ДНС. Однако при проведении цементировочных работ в полевых условиях их измерение трудоёмко, поэтому на буровой для экспресс-оценки подвижности тампонажного раствора в процессе его приготовления и закачки может быть использован показатель малой условной вязкости, значение которого устанавливается для конкретного состава тампонажного раствора при его оптимизации в лабораторных условиях. Также следует отметить, что характер изменения значений  $УВ_{100}$  во времени (рисунок 2 а) аналогичен характеру изменения значений показателей  $\eta$ , ДНС и СНС (рисунок 2 в, д, е). Показатели  $УВ_{100}$ , ПВ и ДНС могут быть определены только на начальной стадии структурообразования. Для оценки подвижности тампонажных растворов в период всей его «жизни» (от затворения до загустевания) рекомендуется пользоваться показателями  $\eta$  (рисунок 2 в).

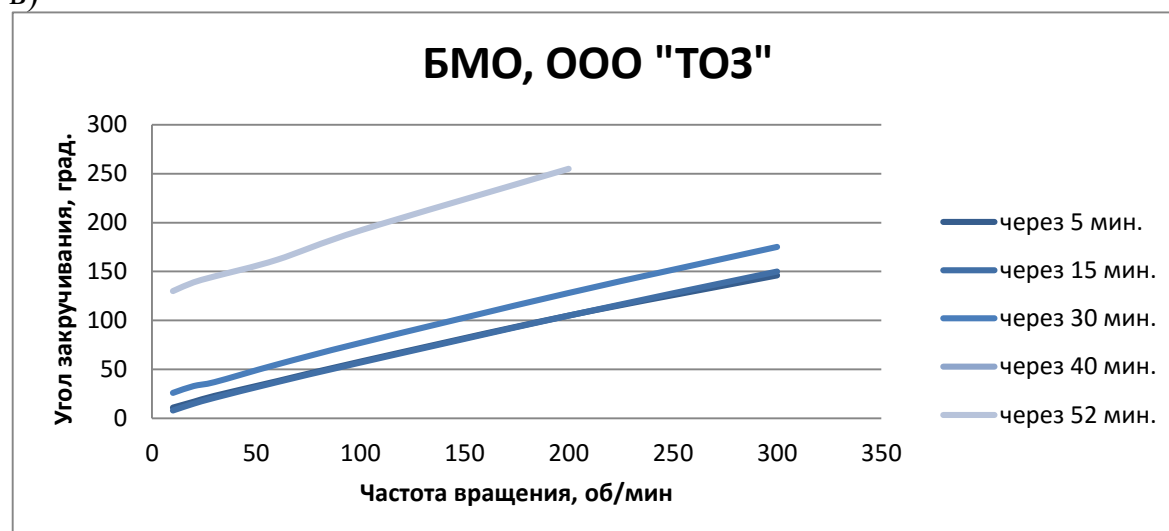
а)



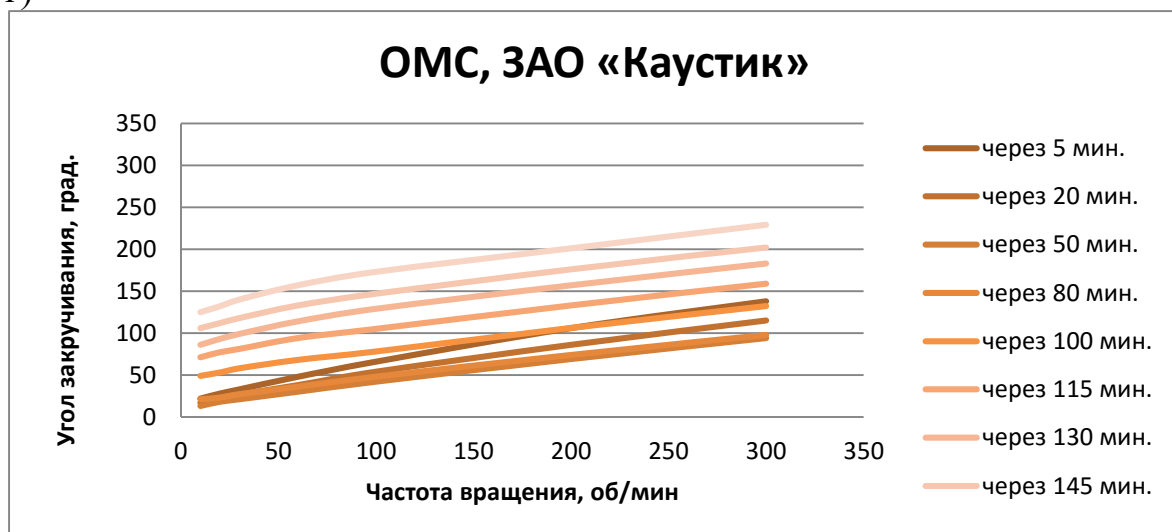
б)



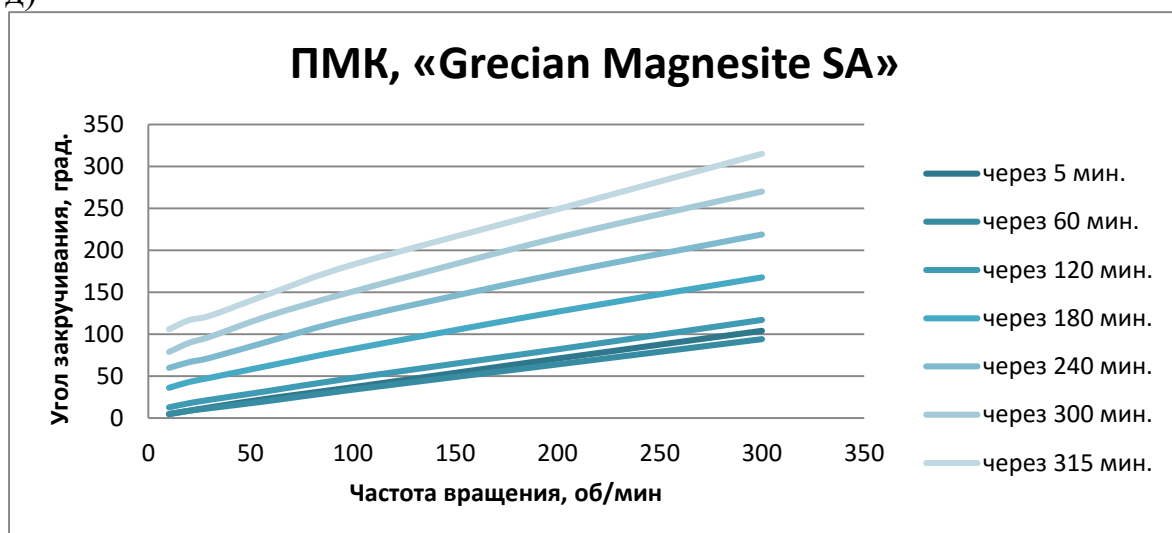
в)



г)



д)



е)

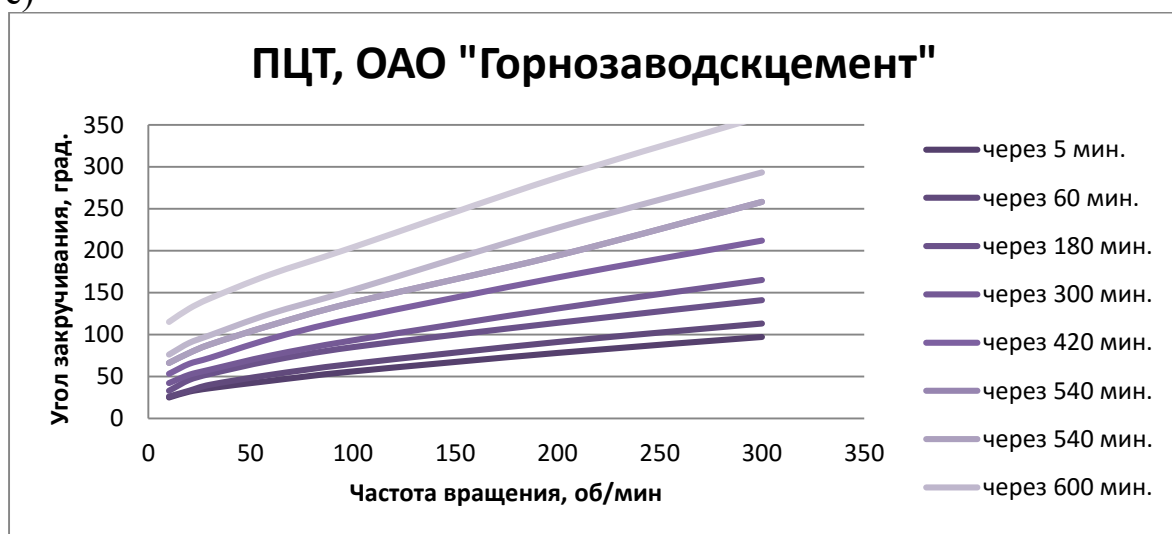
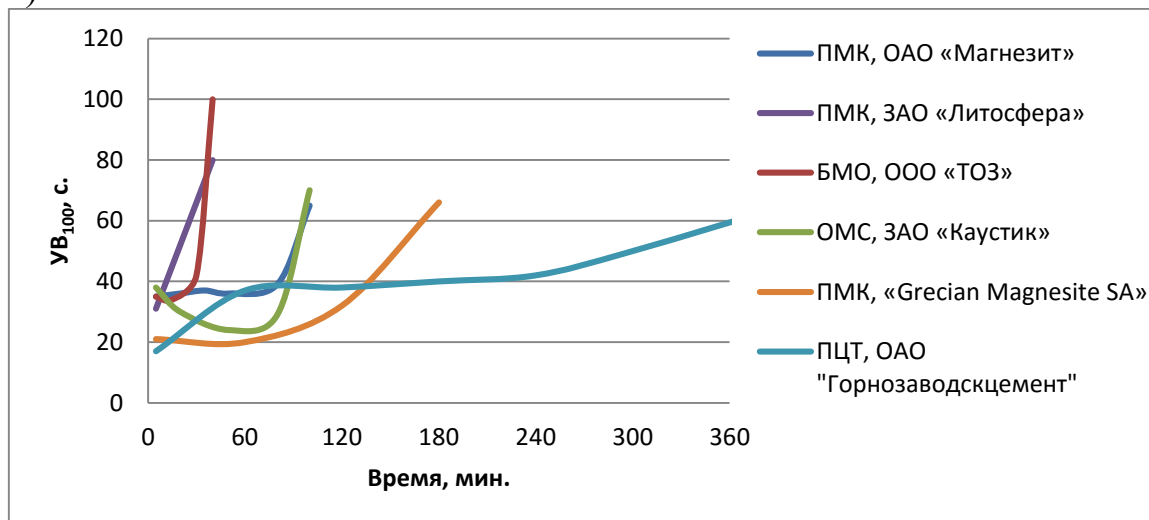


Рисунок 1. Изменение во времени значений реологических характеристик тампонажных растворов на основе ПМК, ОАО «Магнезит» (а), ПМК, ЗАО «Литосфера» (б), БМО, ООО «ТОЗ» (в), ОМС, ОАО «Каустик» (г), ПМК,

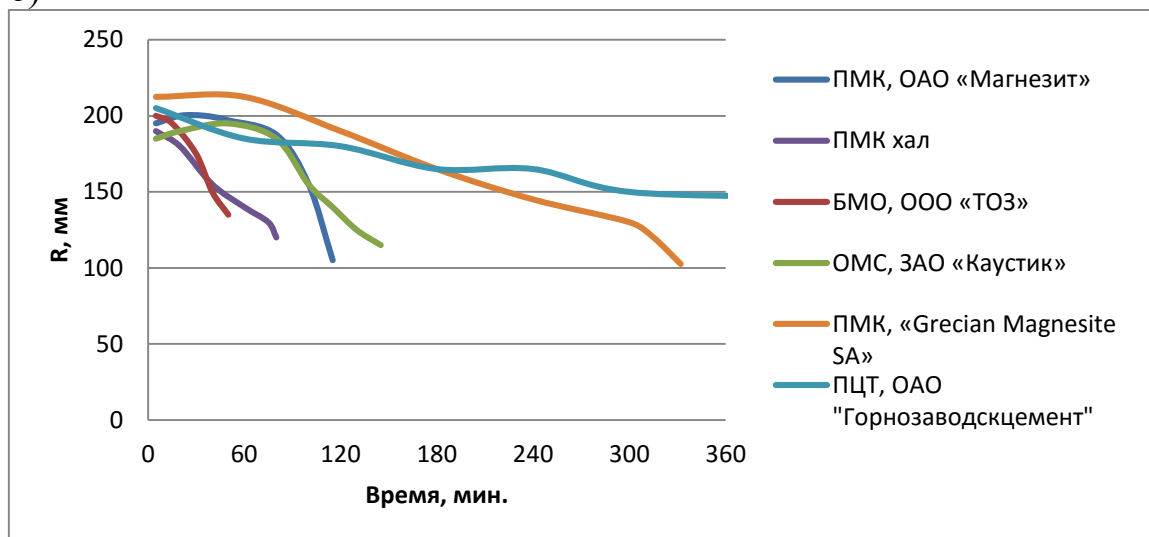


«Grecian Magnesite SA» (д) и ПЦТ, ОАО «Горнозаводскцемент» (е)  
 (получено с использованием ротационного вискозиметра Chandler 3500)

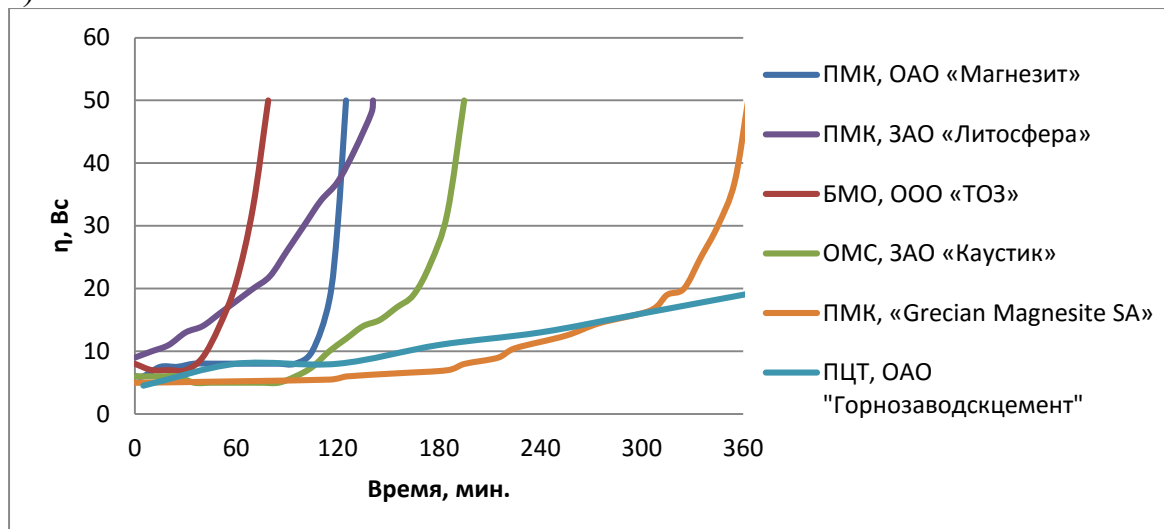
а)



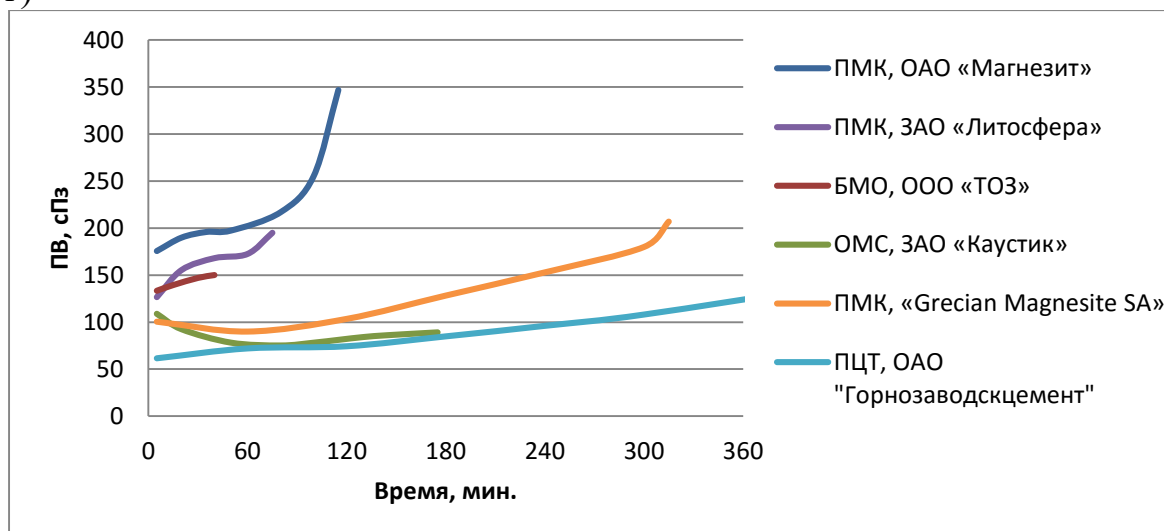
б)



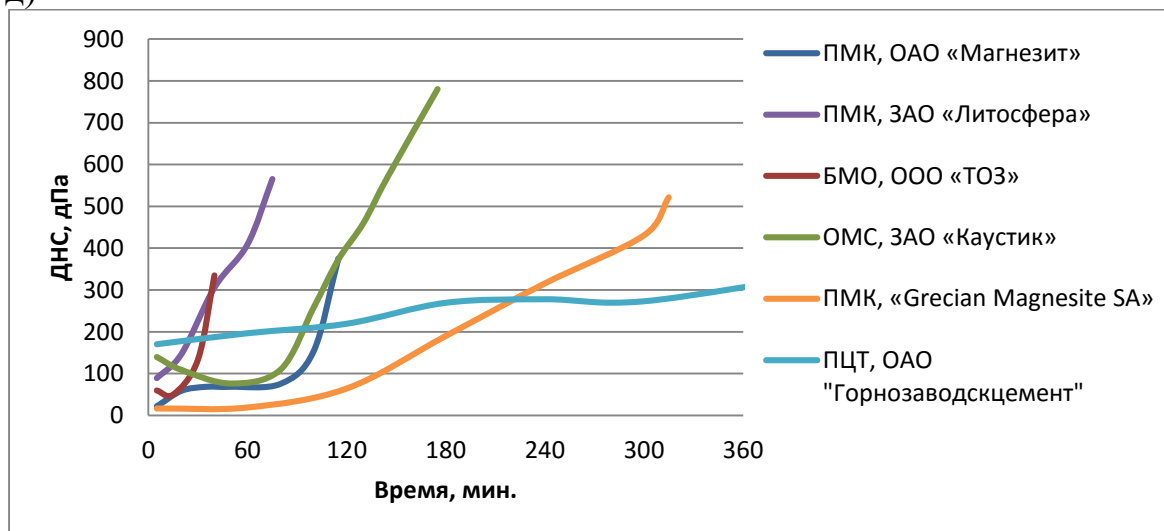
В)



Г)



Д)



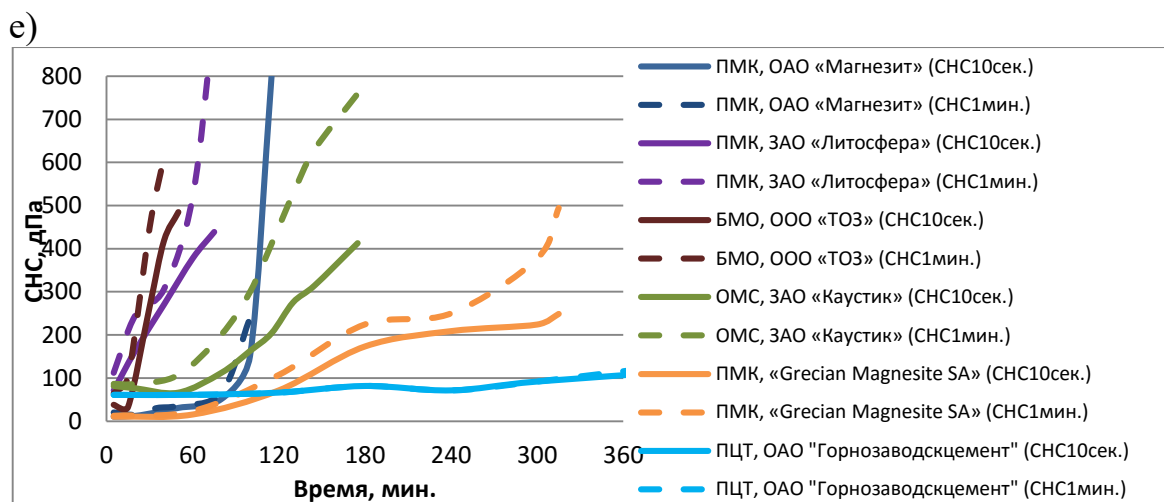


Рисунок 2. Изменение во времени реологических характеристик тампонажных растворов на основе порошков магниезальных вяжущих, пригодных для приготовления МТМ, и раствора на основе ПЦТ: малая условная вязкость (а), растекаемость (б), консистенция (в), пластическая вязкость (г), динамическое (д) и статическое (е) напряжение сдвига

3. Растворы, приготовленные на основе всех исследованных порошков магниезального вяжущего, в отличие от раствора ПЦТ, характеризующегося ярко выраженным поведением пластичного тела и наличием тиксотропии, являются вязко-пластичными слаботиксотропными системами (низкие значения ДНС и высокие значения ПВ), обладающих индукционным периодом (рисунок 1, 2).

Перечисленные особенности реологических характеристик МТР находятся в тесной взаимосвязи со свойствами используемой жидкости затворения. Высокие значения пластической вязкости являются следствием использования для приготовления растворов МТР концентрированного водного раствора  $MgCl_2$ , обладающего высокой кинематической вязкостью. Низкие значения ДНС на протяжении индукционного периода можно объяснить следующими причинами: высокой смазывающей способностью растворов  $MgCl_2$ , сравнительно низкой концентрацией частиц магниезального вяжущего в единице объема жидкости затворения, ослаблением сил взаимодействия частиц магниезального вяжущего в концентрированных растворах  $MgCl_2$ .

Отсутствие индукционного периода у раствора на основе ПМК производства ЗАО «Литосфера», вероятнее всего, обусловлено наличием в его составе чрезвычайно активного  $MgO$ , приводящего к реактивной гидратации и раннему загустеванию раствора.

Отличие свойств раствора на основе ОМС, характерное для начального периода структурообразования, от свойств растворов на основе остальных порошков магниезального вяжущего объясняется высокой удельной поверхностью порошка ОМС, что требует большего количества жидкой фазы для получения на его основе тампонажных растворов необходимой

подвижности, вследствие чего получаемый раствор имеет низкие значения ПВ. Известно [2], что в растворах с малым объёмным содержанием твердой фазы образуется коагуляционная структура, возникающая под действием молекулярных (вандерваальсовых) сил сцепления коллоидных частиц. Таким системам присущи тиксотропные свойства, этим и обусловлены высокие значения ДНС и СНС раствора на основе ОМС.

4. Седиментационная стабильность исследованных растворов на основе магнезиальных порошков напрямую связана с их реологическими характеристиками: чем выше СНС и ДНС, тем стабильнее раствор.

5. Для рассмотренных магнезиальных растворов выделяется два характерных периода структурообразования (за исключением ПМК производства ЗАО «Литосфера»):

1) индукционный период.

В это время реологические свойства практически не изменяются, т.к. ещё не происходит образование оксихлоридов магния. Для этого этапа характерен коагуляционный механизм структурообразования, при котором разрушенные контакты сохраняют способность к обратимому восстановлению.

2) период лавинообразного загустевания.

На этом этапе образуется конденсационно-кристаллизационная структура, характеризующаяся накоплением новообразований в виде оксихлоридов магния и ростом числа их контактов.

Эти представления о структурообразовании магнезиальных тампонажных растворов подтверждены исследованиями процесса взаимодействия порошка ПМК производства ОАО «Магнезит» с водным раствором  $MgCl_2$  плотностью  $1280 \text{ кг/м}^3$ , выполненными с использованием микроскопа Olympus VX51. На представленных снимках (рисунок 3) можно чётко выделить ход следующих физико-химических процессов:

1) в индукционный период – растворения частиц порошка  $MgO$ , образования на их поверхности  $Mg(OH)_2$ , и к концу периода образование первых зародышей кристаллогидратов (пентаоксихлоридов  $Mg$ ) (рисунок 3 а, б);

2) в период лавинообразного загустевания – уплотнение сети зародышей кристаллогидратов и упрочнения структуры за счёт их взаимного сплетения и прорастания (рисунок 3 в).



а

б

в

Рисунок 3. Микроскопические снимки процесса взаимодействия ПМК производства ОАО «Магнезит» с водным раствором  $MgCl_2$  через 5 минут(а), через 30 минут (б), через 3 часа (в).

Результаты проведённых исследований и выявленные особенности МТР свидетельствуют о необходимости разработки специальной методики определения показателей их реологических свойств, что в дальнейшем позволит установить перечень надёжных средств их регулирования и оптимизировать составы для различных условий их применения.

#### **Список использованных литературных источников**

1. Применение магнезиальных цементов при креплении глубоких нефтяных и газовых скважин/ Толкачев Г.М., Козлов А.С., Анисимова А.В. и др.// Сборник научных трудов SWorld. – №3. Т.14. – Одесса: КУПРИЕНКО СВ, 2013.
2. Круглицкий Н.Н. Физико-химическая механика цементно-полимерных композиций/ Н.Н. Круглицкий Н.Н., Г.П. Бойко// Киев: Наукова думка, 1981.

**ПРОГНОЗНЫЙ РАСЧЕТ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ  
ОТБОРЕ ГАЗА ИЗ МУРМАНСКОГО ГАЗОВОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (МГМ)  
(CALCULATIONS OF PREDICTED PRESSURE DROP DURING GAS  
EXTRACTION FROM MURMANSK GAS FIELD (MGF))**

Аракелян Л.П.

(научный руководитель: доцент Коротаев Б.А.)

Мурманский государственный технический университет

В наше время темпы развития мировой экономики во многом определяются использованием нефти и газа как эффективных энергоносителей и химического сырья. Во всём мире углеводородные ресурсы потребляются в огромных масштабах. Одна из тенденций развития мировой нефтегазодобычи на современном этапе – увеличение доли нефти и газа, извлекаемых на морских месторождениях. По некоторым оценкам, на континентальном шельфе сосредоточено уже до 30% объёма мировой добычи углеводородов.

Арктический шельф России в настоящее время рассматривается как крупный регион, промышленное освоение которого позволит компенсировать падение добычи нефти и газа в старых нефтегазодобывающих центрах страны. Он обладает огромнейшим углеводородным потенциалом, способным обеспечить значительную часть энергетических потребностей страны и принести большой экономический эффект.

Освоение шельфа Арктики – важнейшая геостратегическая задача РФ. По оценочным данным, под дном Северного Ледовитого океана сосредоточены колоссальные запасы нефти и газа. Согласно наиболее смелым заявлениям, Арктика со временем может стать одной из важнейших ресурсных баз углеводородного сырья для всего человечества.

В России освоение нефтегазовых месторождений на шельфе только начинается. Выявлено более 20 крупных нефтегазоносных бассейнов, открыто 32 месторождения, в том числе гигантские – Штокмановское, Русановское, Ленинградское. Анализ структуры распределения начальных суммарных ресурсов по акваториям (рис 1) показывает, что наибольшая доля (около 67%) приходится на моря Западной Арктики – Баренцево, Печорское и Карское [4].

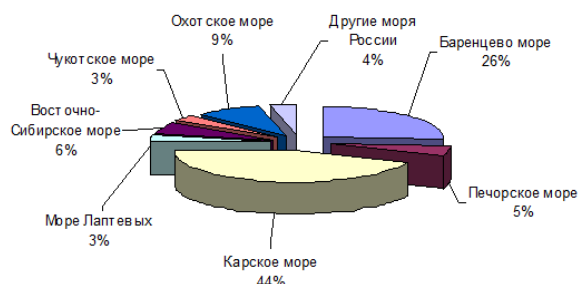


Рисунок 1. Распределение начальных суммарных ресурсов по акваториям России

И поэтому разработка Мурманского газового месторождения на сегодняшний день актуальна.

В ходе работы нами были использованы несколько методик по расчету темпа падения давления при отборе газа из МГМ.

Для моделирования пласта и прогнозирования темпа падения давления при отборе газа, была использована лабораторная установка, состоящая из компрессора и резервуара с песком, в который нагнетался воздух под давлением.

В резервуар нагнетался воздух до 8 атмосфер и тем самым имитировали модель газового пласта.

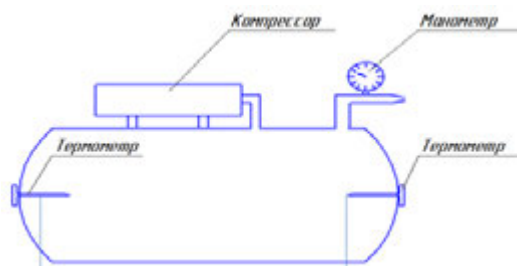


Рисунок 2. Схема установки

Прогнозный расчёт темпа падения давления при отборе газа рассчитан с помощью уравнения материального баланса и дифференциального уравнения распределения давления по модели расчёта круговой залежи.

На установке изображенной на рисунке 2 нами получена следующая термодинамическая зависимость истечения воздуха из резервуара при отсутствии песка:

$$T = 10.023 + 1.46810^{-5}P + 3.52210^{-11}P^2$$

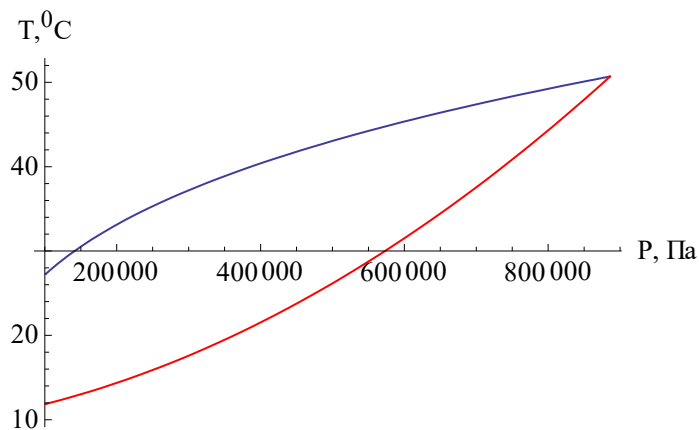


Рисунок 3. Совмещенный график адиабаты Пуассона и физического процесса истечения газа из резервуара

Расчет скорости истечения газа из резервуара производился по интегральной зависимости, по формуле Сен-Венана, и расчеты сопоставлялись с прямыми замерами скорости истечения воздуха.

Интегральная зависимость скорости истечения представлена ниже[2].

$$v = \sqrt{2 \int_{P_0}^{P_1} \frac{dP}{\rho(P, T)}}$$

График истечения воздуха из резервуара в зависимости от температуры построенный по этой зависимости:

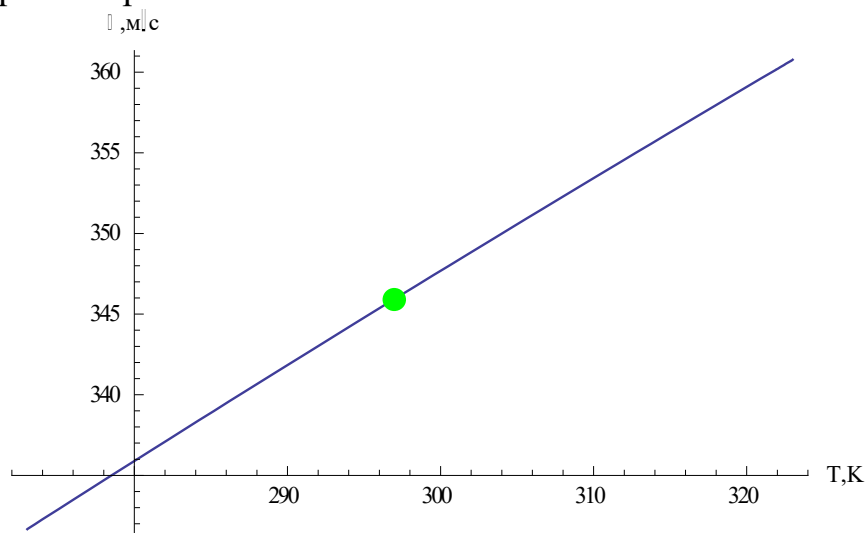


Рисунок 4. График скорости истечения воздуха в зависимости от температуры, построенный по интегральной зависимости



Произведен расчет скорости истечения воздуха из резервуара по формуле Сен-Венана.

$$v = \sqrt{c \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left(1 - \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right)}$$

При коэффициенте  $c=2$  скорость составляет 153 м/с. Если поставить  $c=3$ , то скорость составит 193.1 м/с. Измеренная скорость экспериментальным путем составила 195 м/с с вероятностью 95% в контрольной точке.

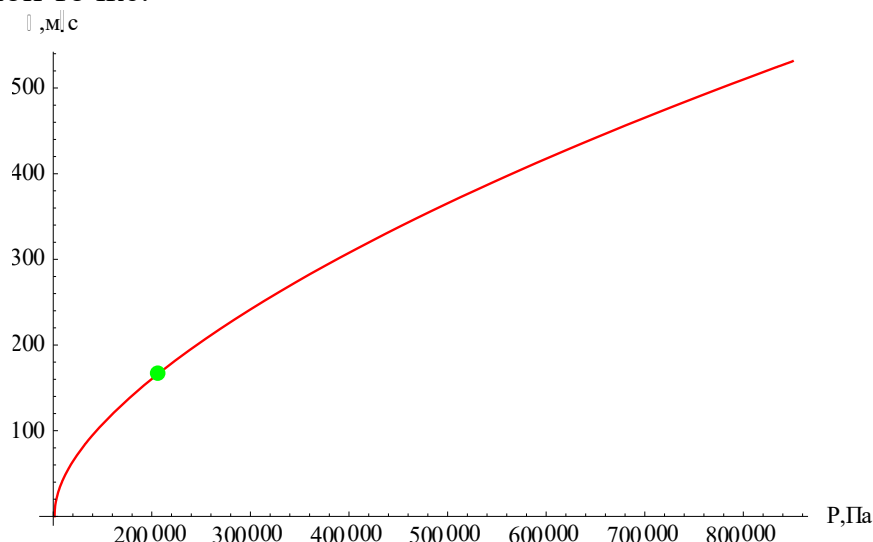


Рисунок 5. График скорости истечения воздуха из резервуара по Сен-Венану при коэффициенте 2

Нами получено следующее выражение для расчета скорости истечения из резервуара рассчитанный методом смены стационарных состояний.

$$V_i = \sqrt{\frac{(v_i T_i - v_i T_i) R}{m_i}}$$

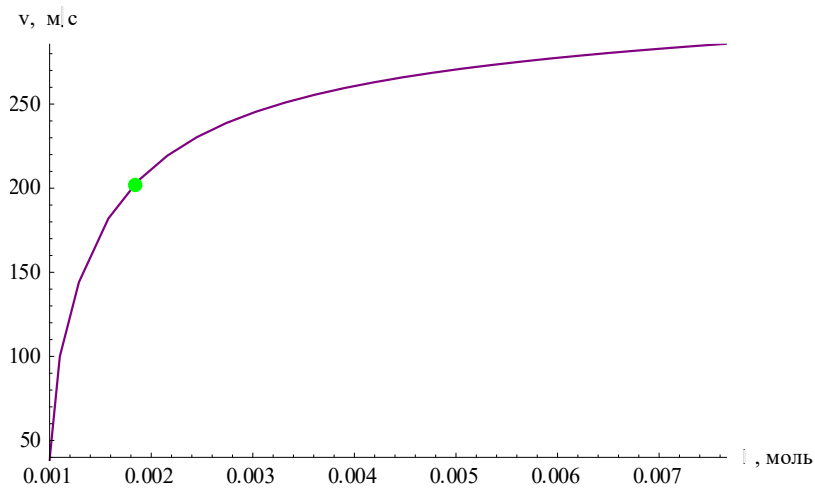


Рисунок 6. Скорость истечения воздуха из резервуара

При истечении воздуха из резервуара температура в последнем падает, наиболее близкая к экспериментальным данным по замерам температур из рассмотренных методик расчета забойной температуры является методика А. И. Ширковского.

Темп падения давления при отборе газа из МГМ рассчитывали по следующим методикам:

— УГТУ	$P = z \left( \frac{P_H}{z_H} - \frac{Qt}{V} \right)$	— Ставангер	$P = P_H \frac{z}{z_H} \left( 1 - \frac{Qt}{V} \right)$
— МГТУ	$P = \frac{z}{z_H} \left( \frac{P_H}{1 + \frac{Qt}{V}} \right)$	— МГТУ	$P = P_H e^{-kt}$

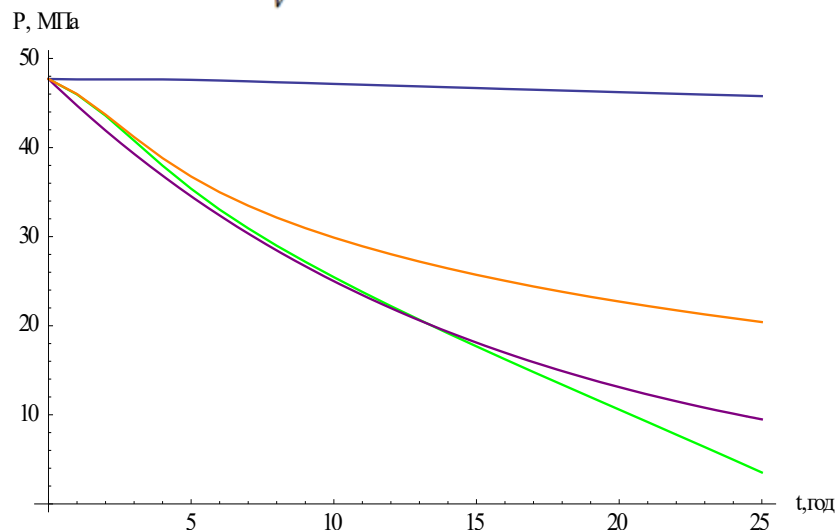


Рисунок 7. Темп падения давления при разработке МГМ

Таким образом, темп падения давления в пласте при отборе газа соответствует характеру темпа падения давления в резервуаре с песком приведенный на рисунке 8.

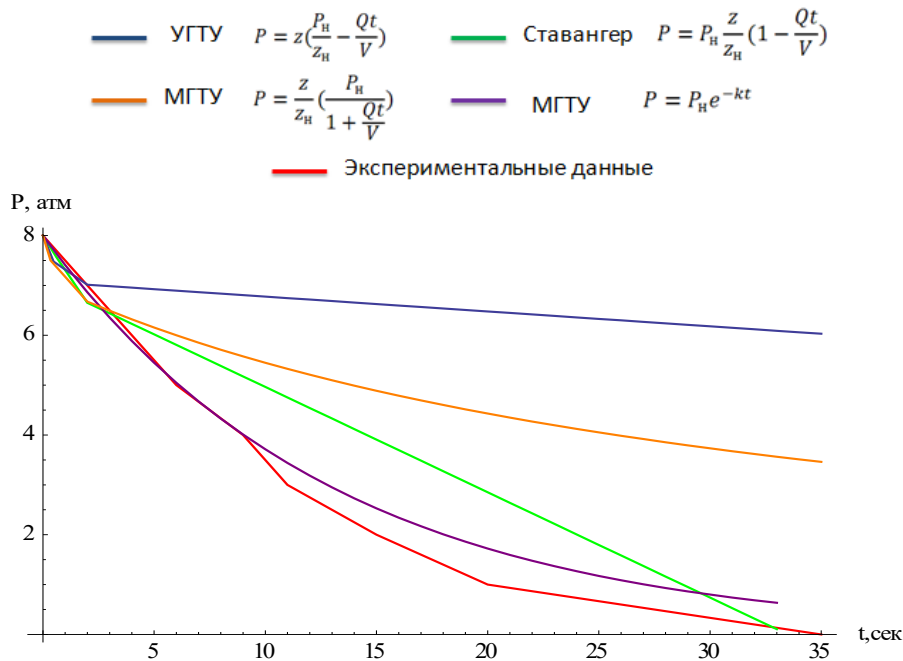


Рисунок 8. Темп падения давления при истечении воздуха из резервуара разными методиками

Нами построена энтальпийная номограмма для МГМ и сопоставлена с энтальпийной номограммой для природного газа Оренбургского газоконденсатного месторождения.  
 $i = C_p T$

$$C_p = 3.15 + 0.02203T - 0.14910 \cdot 10^{-4} T^2 + \frac{0.238M}{(T/100)^{5.08}} \times P^{1.124}$$

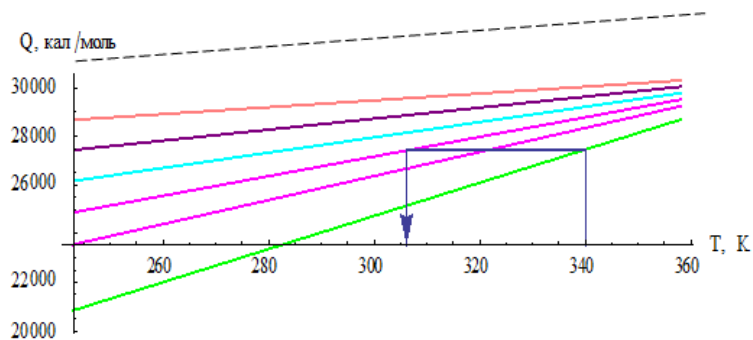


Рисунок 9. Энтальпийная номограмма для МГМ

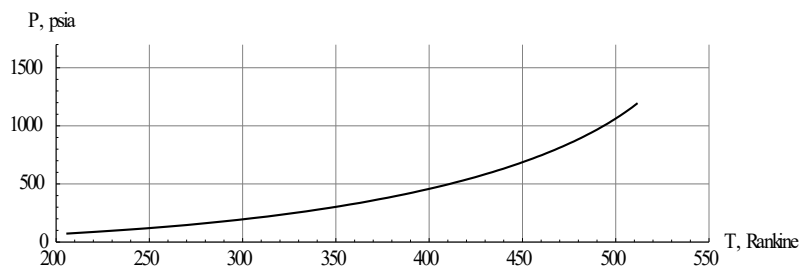


Рисунок 10. График насыщенного пара смеси

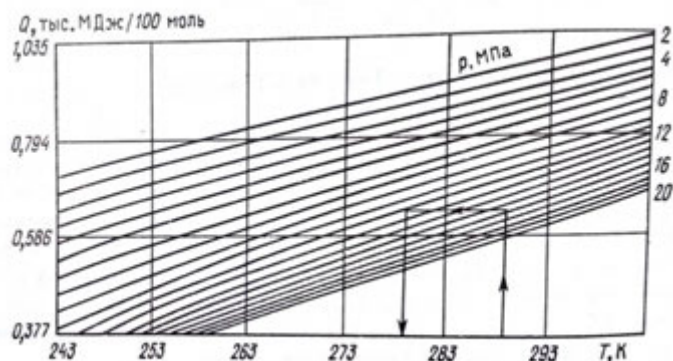


Рисунок 11. Энтальпийная номограмма для природного газа Оренбургского газоконденсатного месторождения [1]

### Заключение

1. При расчете истечения газа из резервуара расчет скорости по формуле Сен-Венана, оказывается заниженным на 40-45 м/с.
2. График насыщенного пара смеси находится значительно выше рабочих температур энтальпийной номограммы, таким образом в диапазоне температур от 85 до -10 гр., выпадение газоконденсата не ожидается.
3. По результатам эксперимента с модельным резервуаром (рис 2), можно сделать вывод, что темп падения давления точнее описывается формулой Ставангера и МГТУ, при условии работы залежи на истощение.

### Список использованных литературных источников

1. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений/ Ширковский А. И .-Москва: Недра, 1987.-
2. Лурье М. В. Уточненный расчет утечек газа через отверстие в стенках газопроводов высокого давления/ Лурье М. В., Найденов Р. А.// Газовая промышленность.-2015.- №2.-с.

2. Шукин А. Н. Инженерные методы расчета в нефтяной и газовой промышленности/ А. Н. Шукин, А. Г. Банникова, Часть 1: Метод. указания.- Ухта: УГТУ, 2003,-30 с
4. Актуальные проблемы освоения морских запасов углеводородов в Арктике //PRO-ARCTIC. 2013. URL: <http://pro-arctic.ru/10/04/2013/resources/2667> (дата обращения: 03.03.2016)

**ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ  
НЕФТИ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ОТ ВРЕМЕНИ  
ВВОДА СИСТЕМЫ ППД  
(DEPENDENCE OF EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF OIL POOL  
WITH HIGH GAS FACTOR OF TIME ENTRY RESERVOIR  
PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM)**

Аюпов Д.А.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Изучение влияния системы поддержания пластового давления на процессы, происходящие в залежи, является на сегодняшний день все еще актуальным. В зависимости от свойств нефти и темпа падения пластового давления при естественно-упругом режиме разработки возможно значительное разгазирование нефти в пластовых условиях, что, как следствие, ведет за собой снижение эффективности нефтеизвлечения [1-3].

Разработка залежи с высоким начальным газовым фактором при падении пластового давления ниже давления насыщения влечет за собой закономерное кратковременное повышение газового фактора, вызванное тем, что растворенный доселе в нефти газ выделяется в свободную фазу и в пласте образуется газонефтяная смесь с равномерно распределенным в нефти свободным газом. И, поскольку объем смеси будет больше объема пор пласта, то избыток нефти будет фильтроваться к забою за счет упругих сил, что является дополнительным фактором, стимулирующим максимальную добычу [2].

Ниже представлены результаты вычислительных экспериментов, проведенных на гидродинамической модели залежи легкой нефти с высоким газосодержанием, позволяющие дать ответ на вопрос о своевременном вводе системы ППД.

Рассмотрим четыре варианта разработки залежи с легкой маловязкой нефтью и высоким начальным газовым фактором с различными условиями ввода системы ППД:

- 1) Вариант 1: Система ППД вводится сразу с начала разработки залежи;
- 2) Вариант 2: Система ППД вводится, как только дебит по нефти снижается в два раза;
- 3) Вариант 3: Система ППД вводится, как только дебит по нефти падает до отметки в  $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- 4) Вариант 4: Система ППД вводится, как только пластовое давление приближается к отметке давления насыщения нефти газом.

Предполагается, что коллектор залежи однородный по проницаемости и относится к чисто нефтяной зоне (рисунок 1).

Моделирование проводится с использованием гидродинамического симулятора Roxar Tempest More.

Исходные параметры гидродинамической модели приведены в таблице 1.

Таблица 1. – Исходные данные для ГДМ

$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_g$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	$P_{пл}$ , атм	$P_{нас}$ , атм	$T_n$ , °С	$\Gamma_f$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$H_{зал}$ , м	$m$ , %	$K_{абс}$ , мД
750	0,9	1100	200	170	80	600	2500	20	500

Рассмотрим все четыре варианта для одних и тех же стартовых дебитов ( $Q_{н.старт}=200$  м<sup>3</sup>/сут) и забойных давлений на нагнетательных скважинах ( $P_{заб}=400$  атм), после чего проанализируем влияние на добычу нефти изменения этих двух параметров. Условием остановки расчетов для всех рассмотренных вариантов является достижение предельной обводненности 0.98 д.ед. Результаты по всем вариантам представлены в таблице 2.

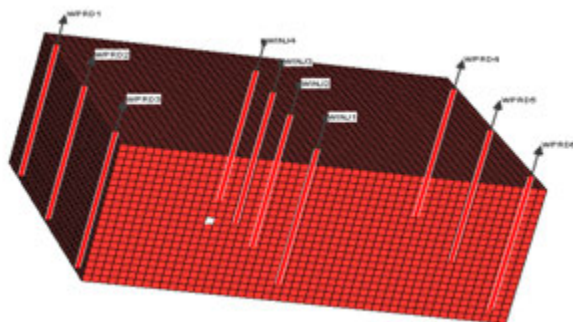


Рисунок 1. Куб начальной нефтенасыщенности с расположением скважин

По физическим процессам, происходящим в пласте, все четыре варианта между собой при  $Q_{н.старт}=200$  м<sup>3</sup>/сут и  $P_{заб}=400$  атм ничем не отличаются. Пластовое давление естественным образом падает и успевает преодолеть порог давления насыщения, что ведет к закономерному резкому росту газового фактора при начале разгазирования нефти в пластовых условиях. Добыча по нефти максимальна, но вскоре с дальнейшим падением пластового давления и дальнейшим разгазированием залежи начинает катастрофически падать. При этом система ППД еще не введена по условиям задачи, либо не успевает поддерживать давление ввиду медленного продвижения воды в пласте. По мере повышения пластового давления, дебит нефти снова растет до определенных пределов, при этом растет и обводненность добываемой продукции. На завершающем этапе разработки обводненность достигает предельных значений, и скважины перестают добывать нефть в промышленном количестве и начинают добывать практически одну воду.

Для лучшей наглядности представим зависимость КИН от стартового дебита для каждого из вариантов в виде гистограмм (рисунки 2-4).

При снижении стартового дебита (при постоянном забойном давлении) и при снижении забойного давления на нагнетательных скважинах (при постоянном стартовом дебите) наблюдаются ярко выраженные перемены, как следствие, влекущие за собой изменение конечного КИН. Рассмотрим эти изменения более подробно.

Таблица 2. – Результаты вычислительных экспериментов

Время ввода системы ППД	Стартовый дебит, м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление нагнетательной скважины, P <sub>заб.н</sub> =400 атм.				Забойное давление нагнетательной скважины, P <sub>заб.н</sub> =300 атм.			
		КИ Н, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	Q <sub>зак.в</sub> / Q <sub>доб.в</sub> , д.ед	Q <sub>нак.н</sub> /Q <sub>за к.в</sub> , д.ед	КИ Н, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	Q <sub>зак.в</sub> / Q <sub>доб.в</sub> , д.ед	Q <sub>нак.н</sub> /Q <sub>за к.в</sub> , д.ед
1. Сразу	200	0,73	0,343	2,38	0,2374	0,736	0,349	2,391	0,244
	100	0,840	0,374	4,383	0,378	0,850	0,378	4,396	0,388
	50	0,836	0,180	4,201	0,372	0,848	0,183	4,237	0,384
2. Когда Q <sub>н</sub> упал в 2 раза	200	0,716	0,284	2,247	0,224	0,723	0,291	2,270	0,232
	100	0,707	0,162	2,190	0,217	0,715	0,173	2,300	0,233
	50	0,704	0,093	2,280	0,224	0,713	0,097	2,331	0,235
3. Когда Q <sub>н</sub> снизился до 1 м <sup>3</sup> /сут	200	0,716	0,258	2,245	0,224	0,721	0,268	2,312	0,235
	100	0,705	0,157	2,219	0,219	0,714	0,165	2,299	0,233
	50	0,702	0,095	2,265	0,222	0,711	0,098	2,295	0,232
4. P <sub>пл</sub> приближается к P <sub>нас</sub>	200	0,716	0,319	2,304	0,229	0,724	0,322	2,288	0,234
	100	0,841	0,374	4,404	0,377	0,849	0,382	4,512	0,389
	50	0,837	0,183	4,210	0,373	0,849	0,186	4,242	0,384

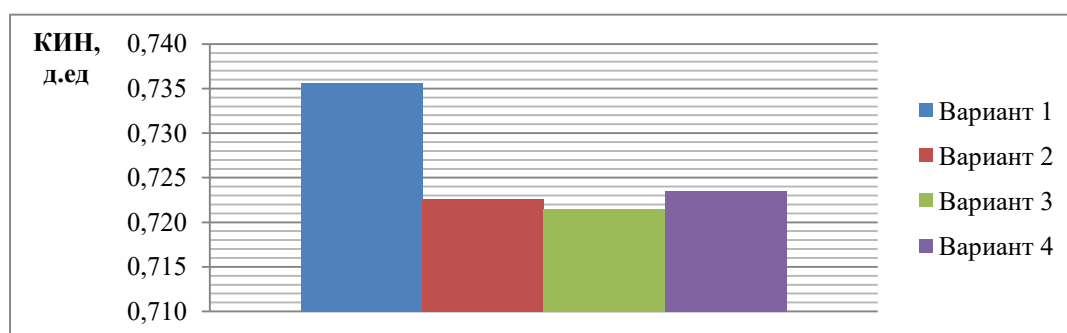


Рисунок 2. Гистограмма для КИН при Q<sub>н.старт</sub>=200 м<sup>3</sup>/сут и P<sub>заб</sub>=300 атм



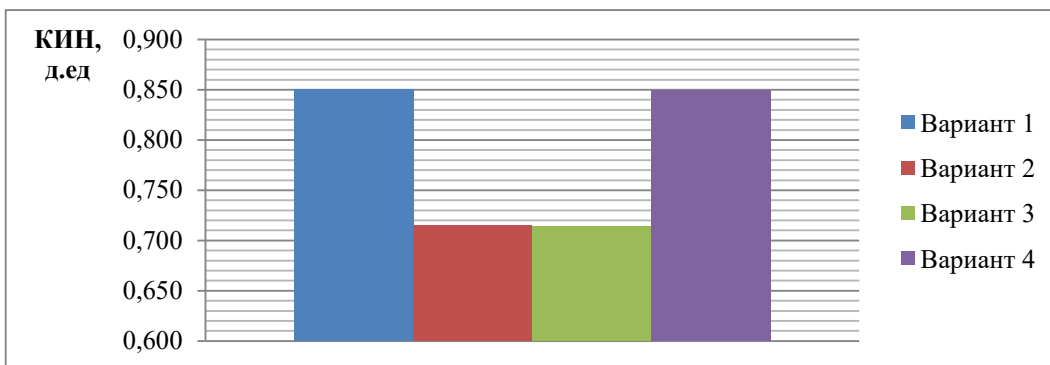


Рисунок 3. Гистограмма для КИН при  $Q_{н.старт}=100 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $P_{заб}=300 \text{ атм}$

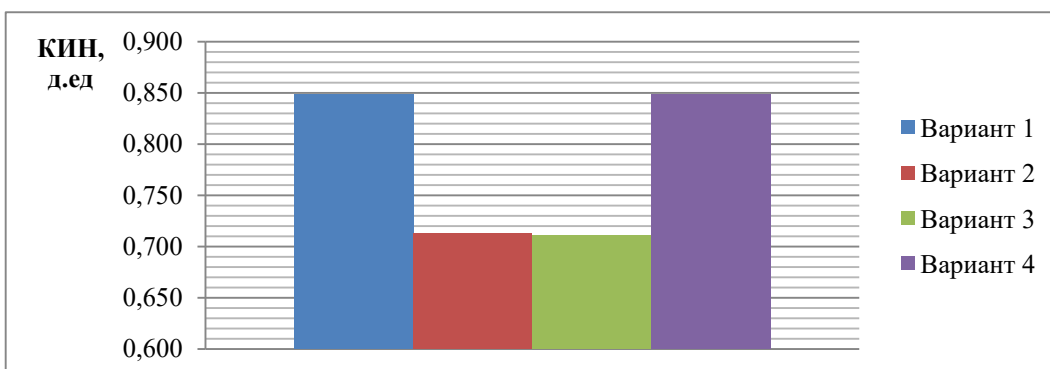


Рисунок 4. Гистограмма для КИН при  $Q_{н.старт}=50 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $P_{заб}=300 \text{ атм}$

*1. Зависимость КИН от стартовых дебитов.*

Для наглядности представим графики зависимости конечного КИН от стартовых дебитов для каждого из вариантов.

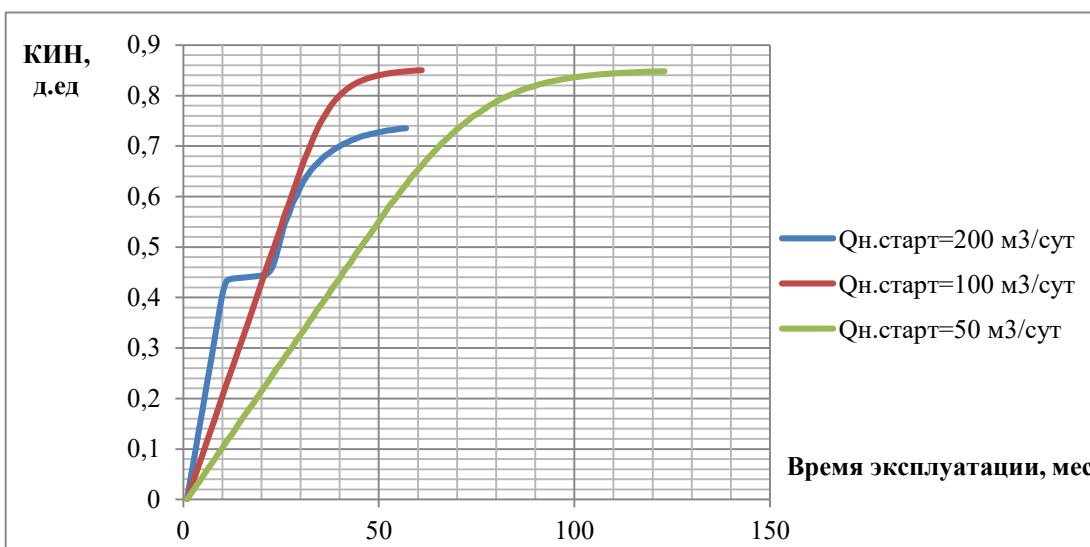


Рисунок 5. Динамика текущего КИН в зависимости от стартовых дебитов для первого варианта при  $P_{заб}=300 \text{ атм}$

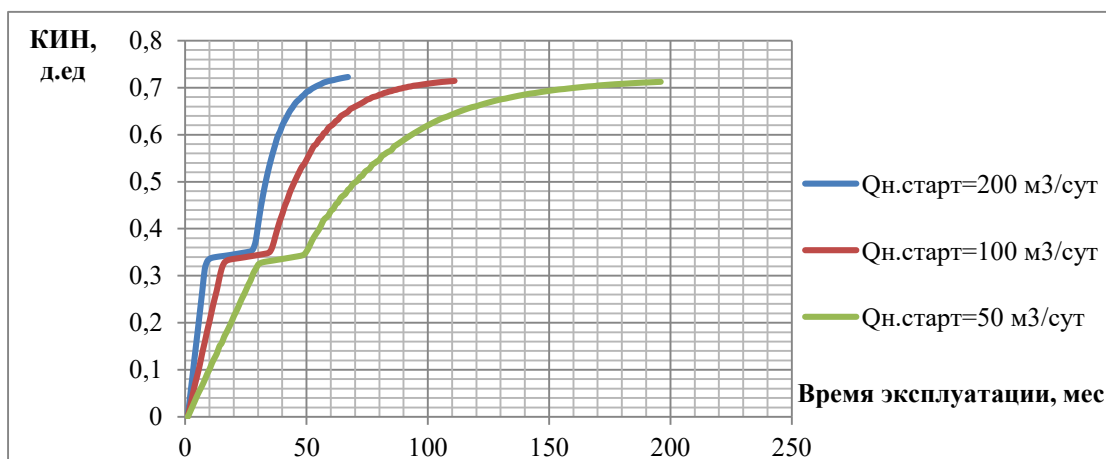


Рисунок 6. Динамика текущего КИН в зависимости от стартовых дебитов для второго варианта при  $P_{заб}=300$  атм

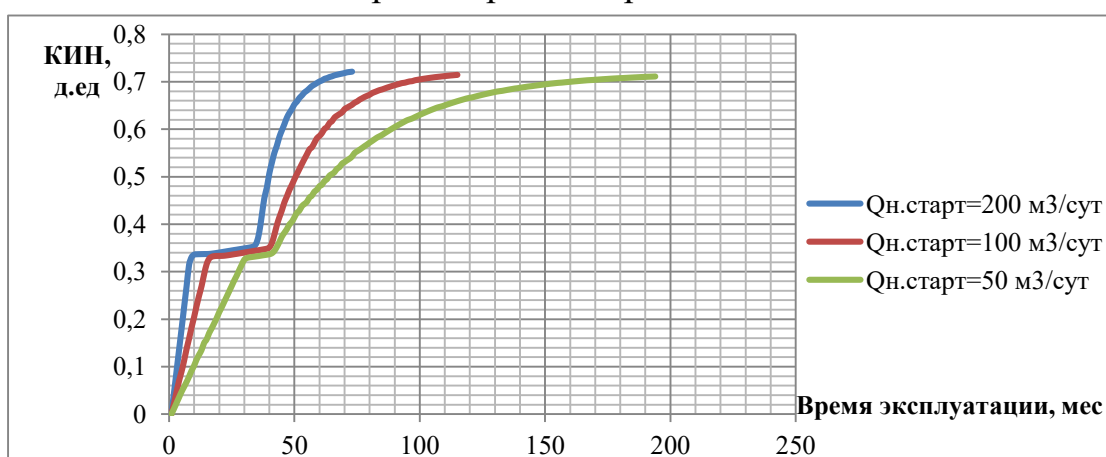


Рисунок 7. Динамика текущего КИН в зависимости от стартовых дебитов для третьего варианта при  $P_{заб}=300$  атм

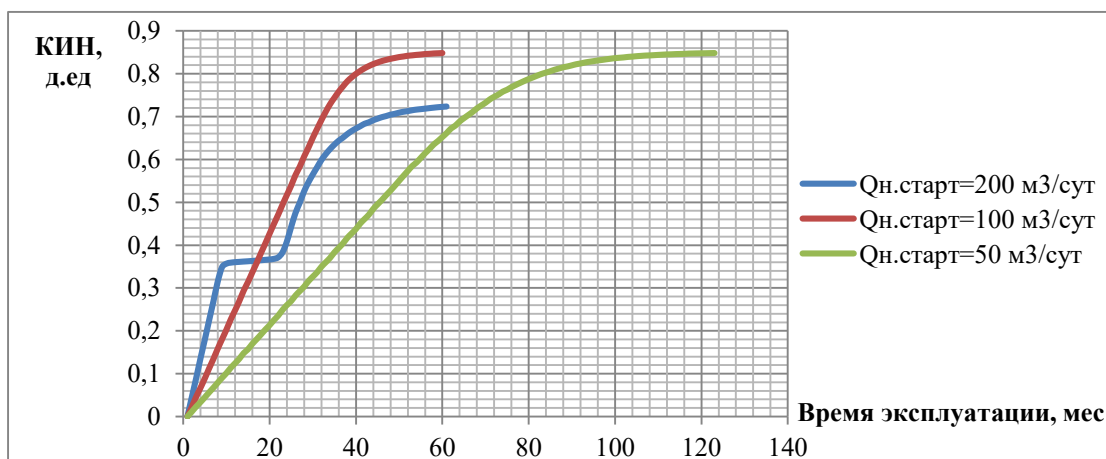


Рисунок 8. Динамика текущего КИН в зависимости от стартовых дебитов для четвертого варианта при  $P_{заб}=300$  атм

В общем случае высокие стартовые дебиты помимо частых проблем, связанных с выносом песка и загрязнением ПЗП, влекут за собой

достаточно быструю выработку залежи, что с одной стороны хорошо, но кроме этого они влекут за собой и высокий темп обводнения добывающих скважин. Что касается стартовых дебитов равных 50 м<sup>3</sup>/сут, соответствующих щадящему режиму, то в общем случае они все же отстают в значениях конечного КИН от более высоких начальных дебитов и, как правило, разрабатываются такие залежи гораздо дольше.

Из рисунков 5 и 8 и таблицы 2 видно, что в первом и четвертом варианте при стартовых дебитов равных 100 и 50 м<sup>3</sup>/сут конечный КИН в среднем на целых 12% больше, чем при 200 м<sup>3</sup>/сут. В первом варианте, когда система ППД вводится сразу, этот скачок объясняется тем, что пластовое давление просто не успевает упасть до давления насыщения и поэтому залежь практически с первых дней старта разрабатывается в водонапорном режиме, что отсекает возможность использовать упругую энергию растворенного в нефти газа (КИН=0,833). В четвертом варианте, когда система ППД вводится в момент приближения значения пластового давления к отметке давления насыщения, высокий конечный КИН достигается за счет непродолжительного, но эффективного разгазирования залежи. То есть, вводя в разработку систему ППД в определенный момент, мы допускаем кратковременное падение пластового давления ниже давления насыщения, что влечет за собой скачок газового фактора, сигнализирующий о выделении газа в свободную фазу, после чего система ППД начинает повышать пластовое давление, что позволяет достичь максимальных значений КИН (КИН=0,835).

Представим графики зависимости КИН от обводненности для наиболее интересных вариантов для разных стартовых дебитов и при прочих равных условиях.

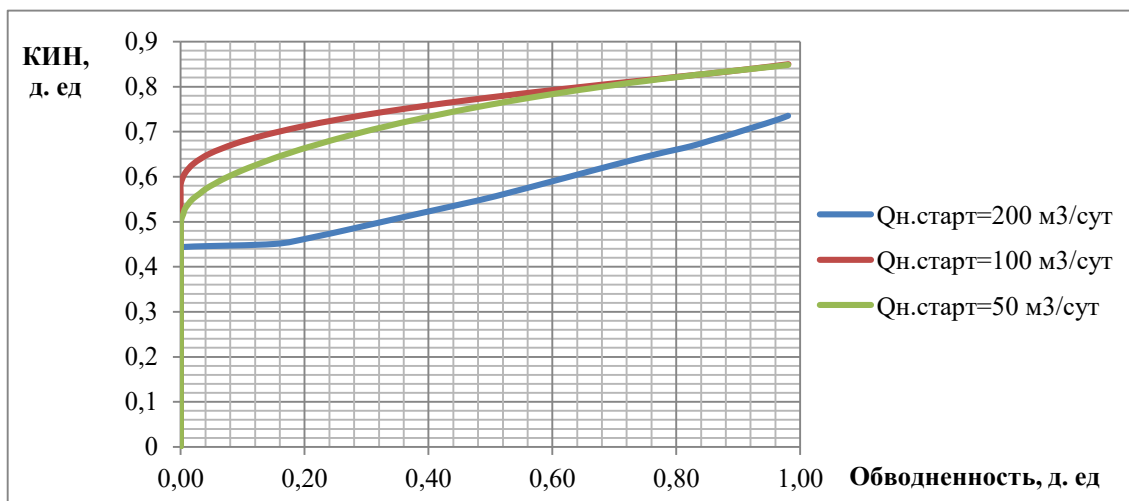


Рисунок 9. Зависимость текущего КИН от обводненности при разных значениях стартовых дебитов для первого варианта ( $P_{заб}=300$  атм)

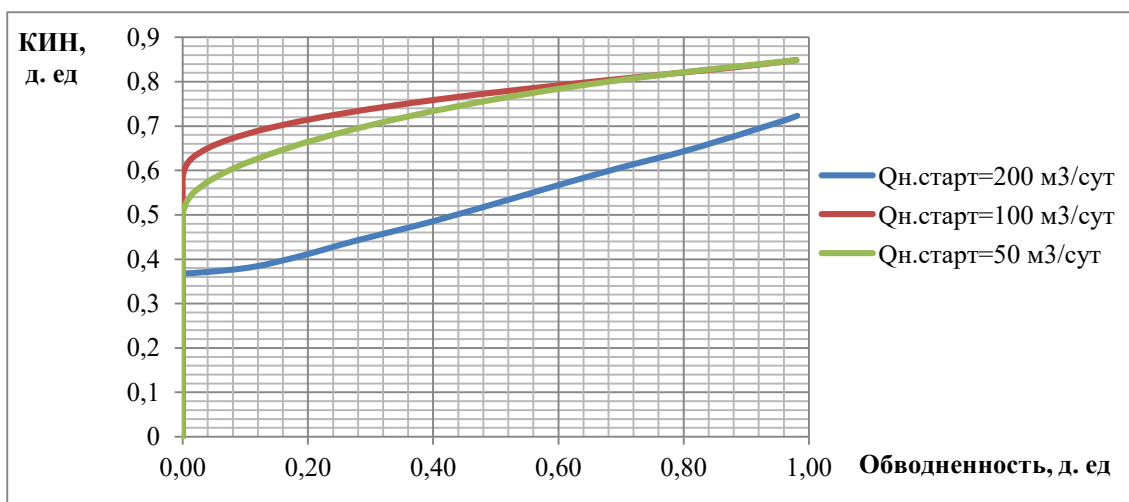


Рисунок 10. Зависимость текущего КИН от обводненности при разных значениях стартовых дебитов для четвертого варианта ( $P_{заб} = 300$  атм)

Для обоих вариантов ситуация практически идентична. При высоких стартовых дебитах КИН оказался существенно меньше в связи с тем, что обводненность начинает расти гораздо раньше, нежели в случаях при умеренном и щадящем режиме эксплуатации залежи, что естественным образом отрицательно сказывается на добыче нефти и конечном КИН.

## 2. Зависимость КИН от забойных давлений нагнетательных скважин.

Для наглядности представим эти зависимости при прочих равных условиях ( $Q_{н.старт} = 200$  м<sup>3</sup>/сут для рисунка 11 и  $Q_{н.старт} = 100$  м<sup>3</sup>/сут для рисунка 12) в виде графиков для четвертого варианта.

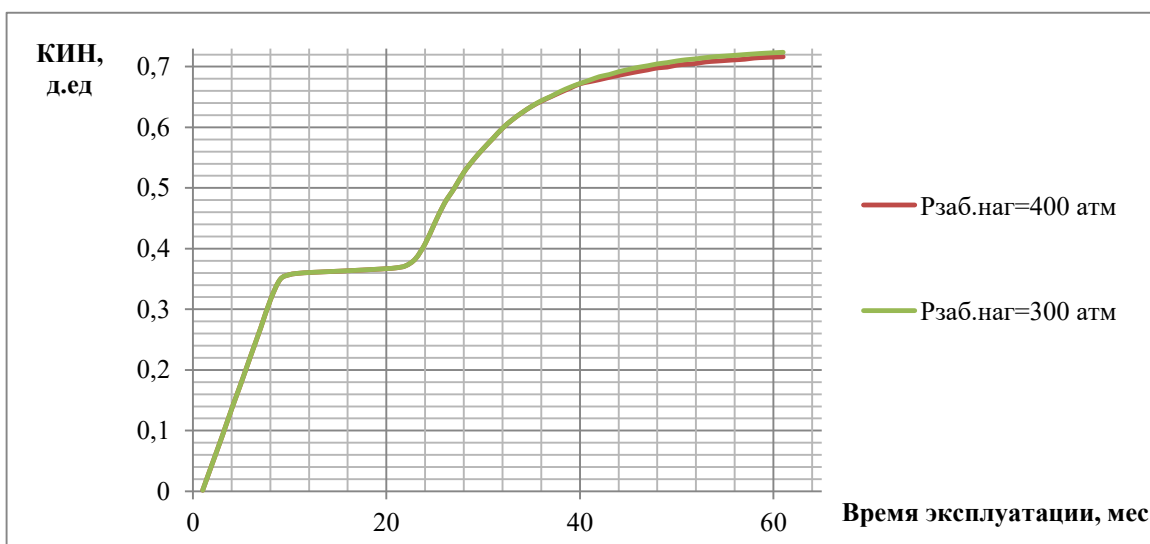


Рисунок 11. Зависимость КИН от забойных давлений на нагнетательных скважинах для четвертого варианта при  $Q_{н.старт} = 200$  м<sup>3</sup>/сут

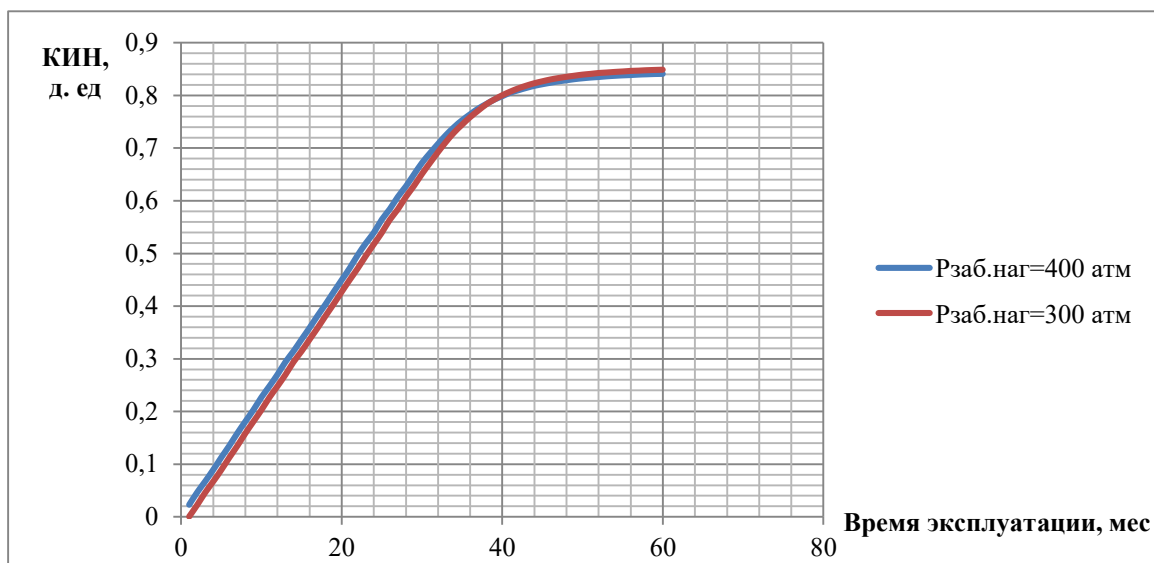


Рисунок 12. Зависимость КИН от забойных давлений на нагнетательных скважинах для четвертого варианта при  $Q_{н.старт}=100\text{м}^3/\text{сут}$

Из рисунка 11 и 12 видно, что, создавая высокие депрессии в пласте, помимо всего прочего мы, так или иначе, теряем в КИН. Тот же эффект достигается и в других вариантах независимо от начальных дебитов и времени ввода системы ППД.

Таким образом, влияние стартовых дебитов и забойных давлений на нагнетательных скважинах, так или иначе, оказывают влияние на эффективность применения систем ППД, своевременный ввод которых в свою очередь так же является немаловажным фактором эффективности разработки в целом. Для того, чтобы наиболее эффективно использовать весь потенциал залежи легкой маловязкой нефти с высоким газовым фактором, необходимо тщательно продумывать проект разработки, включающий установление стартовых дебитов и забойных давлений на нагнетательных скважинах. Кроме этого необходимо своевременно вводить систему ППД, не позволяя залежи полностью разгазироваться.

В данном исследовании наиболее оптимальным вариантом разработки оказался четвертый вариант, когда система ППД вводится в момент приближения значения пластового давления к отметке давления насыщения, при  $Q_{н.старт}=100\text{м}^3/\text{сут}$  и  $P_{заб}=300$ . Здесь наряду с первым вариантом достигаются самые высокие КИН равные 0,85 д. ед, но в четвертом варианте более высокие темпы отбора (0,382 против 0,378), да и ко всему прочему система ППД вводится позже, чем в первом варианте, что целесообразней с экономической точки зрения.

## Список использованных литературных источников

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения.: Учебное пособие. Казань. Изд-во Казанского ун-та, 2002, 596 с.
2. М.Уолш, Л.Лейк. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 672 стр.
3. Владимиров И.В., Васильев В.В., Хальзов А.А., Вафин Б.И., Исследование процессов выработки запасов нефти из пласта с искусственно созданными областями свободного газа. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №3. 2009. С.65-69.

# **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА (IMPROVEMENT OF THE EFFECTIVENESS OF DEVELOPMENT MATURE OIL FIELDS USING WATER CONTROL TECHNOLOGY)**

Балашова А.В.

(научный руководитель: заместитель Генерального директора по технологиям разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Чертенков М.В.)

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

Текущий период нефтедобычи в России характеризуется ухудшением структуры запасов нефтяных месторождений, вовлечением в разработку низкопроницаемых и неоднородных коллекторов, переходом основных эксплуатационных объектов в позднюю стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции и низкими дебитами скважин.

Уровень средней обводненности в России возрастает почти на 2% в год и в настоящий период близок к 80%. Прорыв воды в добывающие скважины и их полное обводнение наступают задолго до достижения потенциально возможного отбора нефти из скважины. Нефтеотдача многих месторождений не превышает 30-40% [1].

Целью работы является выявление наиболее оптимальной концентрации компонентов полимерного раствора для проведения технологии ограничения притока в скважине.

Известно, наряду с закономерным обводнением, значительная часть скважин обводняется по следующим причинам:

- негерметичность обсадной колонны;
- заколонная циркуляция по негерметичному цементному кольцу;
- прорыв добываемой воды по высокопроницаемым пропласткам, трещинам, разломам в породе;
- подтягивание конусов подошвенной воды.

Широко известны методы потокоотклоняющих технологий, основной целью которых является ограничения добычи воды в добывающих скважинах и блокирование водопритоков при сохранении проницаемости нефтенасыщенной части пласта. Поэтому любая потокоотклоняющая технология, связанная с закачкой водоизолирующих материалов, должна воздействовать только на обводненную часть нефтенасыщенного пласта [1].

Полимеры получили широкое применение в потокоотклоняющих технологиях благодаря их свойству при незначительных концентрациях оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти [2].

Снижение водопроницаемости при использовании полимерных растворов достигается за счет образования на пути водопритока изолирующего экрана, который образуется в результате взаимодействия полимера с пористой средой, с пластовой водой, насыщающей коллектор, или с закачиваемыми совместно с осадкообразующими химическими реагентами. Другим большим достоинством полимеров является возможность регулирования их физико-химических свойств в широких пределах, реологические свойства и степень закупорки водопроводящих каналов [3].

Водоизоляционные работы основываются на следующих принципах:

- 1) отключение обводненного интервала пласта из разработки;
- 2) избирательное снижение проницаемости обводненной зоны пласта;
- 3) изменение фазовой проницаемости пород.

Технология ограничения водопритока производится в следующем порядке:

1. Остановка работы скважины, подъем насоса, глушение скважины;;
2. Промывка скважины от остатков шлама;
3. Спуск оборудования в скважину, изоляция рабочей области пакером;
4. Закачка геля в необходимом объеме;
5. Закачка продавочной жидкости в объеме, достаточном для ее поднятия выше интервала закачки геля;
6. Выдержка геля до застывания;
7. Промывка скважины;
8. Докрепление цементом интервала для повышения уровня текущего забоя с перекрытием интервалов перфорации в водяной зоне и улучшения качества проводимой операции;
9. Повторная перфорация в нефтяной зоне.

В данной работе исследовалось применение технологии ограничения водопритока к скважине. В качестве объекта исследования выбрано Баклановское месторождение, которое находится в поздней стадии и характеризуется высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин. Основным источником обводнения здесь является прорыв подошвенных вод к скважине. В ходе анализа промысловых данных за 2009-2014 гг. по Баклановскому месторождению установлено, что имеется существенное расхождение плановой и фактической обводненности (рисунок 2). В этих условиях особую значимость приобретает эксплуатация объекта с проведением водоизоляционных работ.



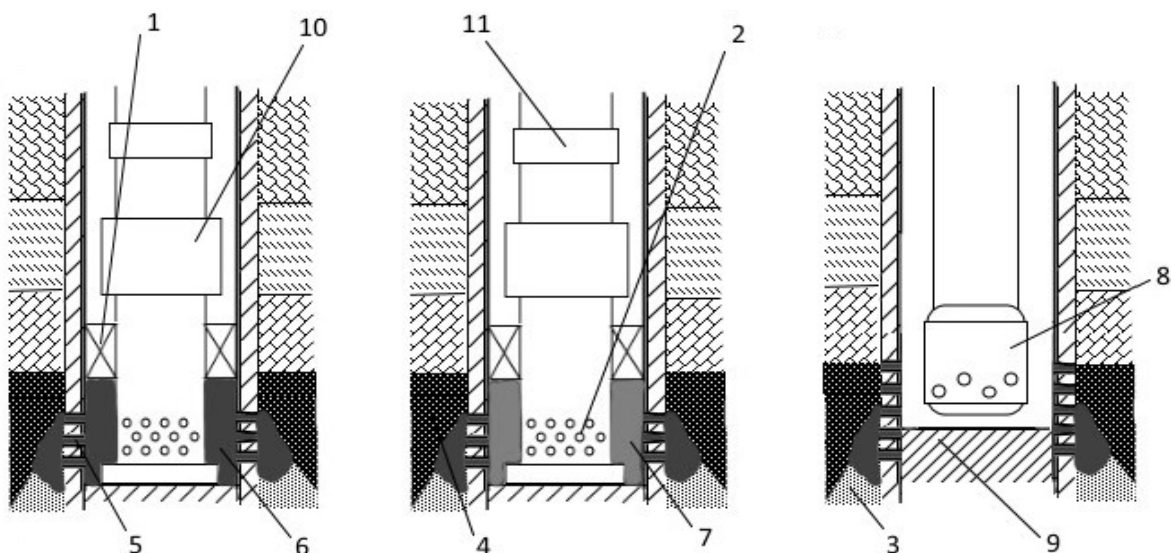


Рисунок 1 Схема применения технологии ограничения водопритока к скважине: закачка геля; докрепление цементом; повторная перфорация.

1 – пакер, 2 – насос, 3 – вода, 4 – нефть, 5 – интервал перфорации, 6 – водоизолирующий гель, 7 – цемент, 8 – перфоратор, 9 – текущий забой, 10 – обратный клапан, 11 – центратор

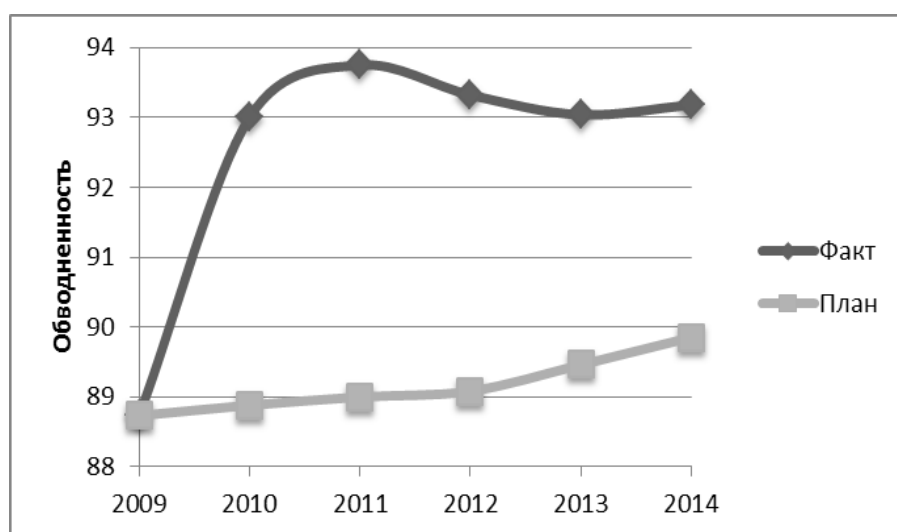


Рисунок 2. Динамика обводненности за 2009-2014 гг.

Данная технология была применена на нескольких скважинах Баклановского месторождения. В результате дебит нефти практически не изменился, но существенно снизился дебит воды за счет перекрытия водопритока, следовательно, обводненность тоже значительно упала. Это видно по графикам на рисунке 3, где показаны показатели работы скважины до и после проведения технологии ограничения водопритока.

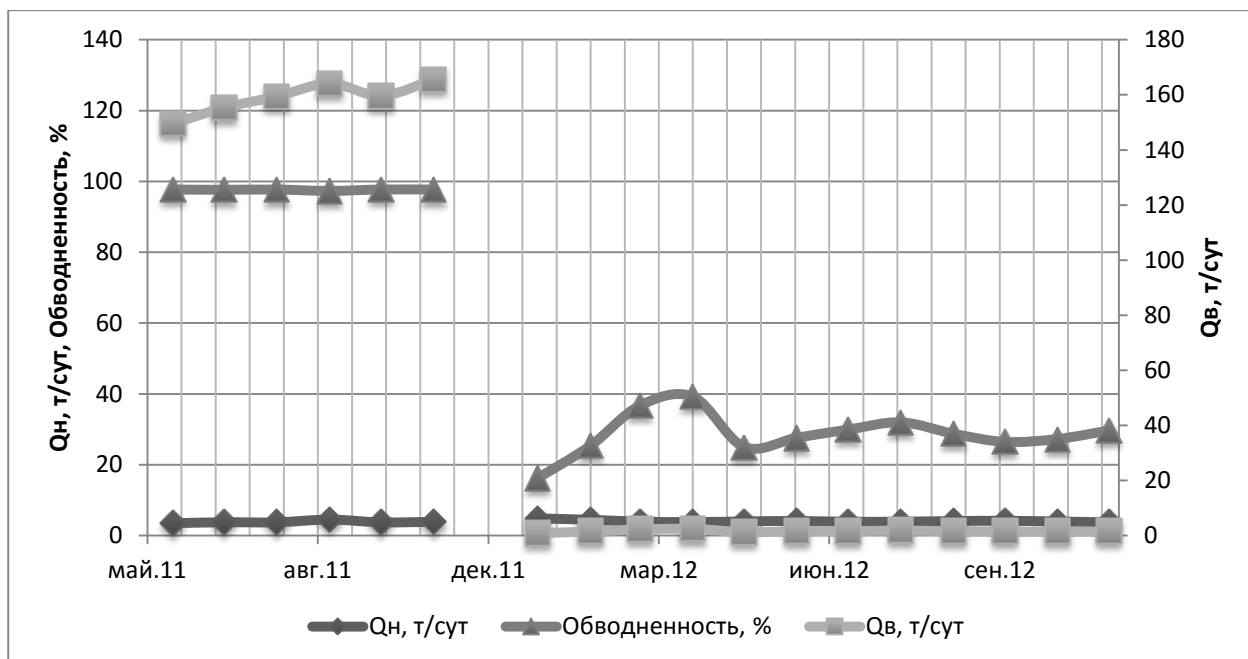


Рисунок 3. Показатели работы скважины №644 Баклановского месторождения до и после проведения технологии ограничения водопритока

За счет сокращения объемов попутнодобываемой воды было достигнуто снижение производственных затрат на электроэнергию по извлечению нефти (рисунок 4) и на транспортировку нефтепродуктов (рисунок 5), что определило технологическую эффективность применения технологии ограничения водопритока к скважине.

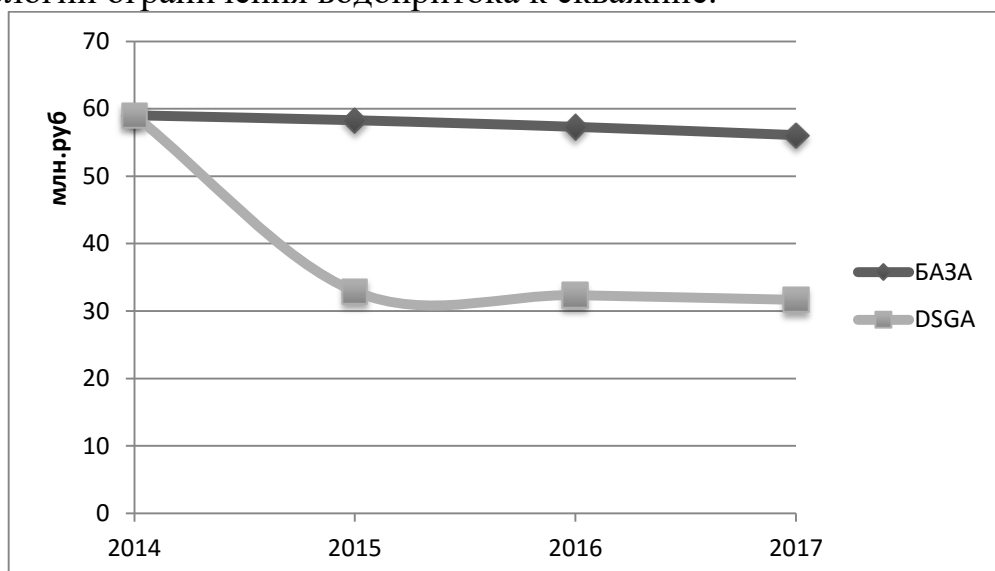


Рисунок 4. Сопоставление графиков затрат на электроэнергию по извлечению нефти без и с применением полимеров

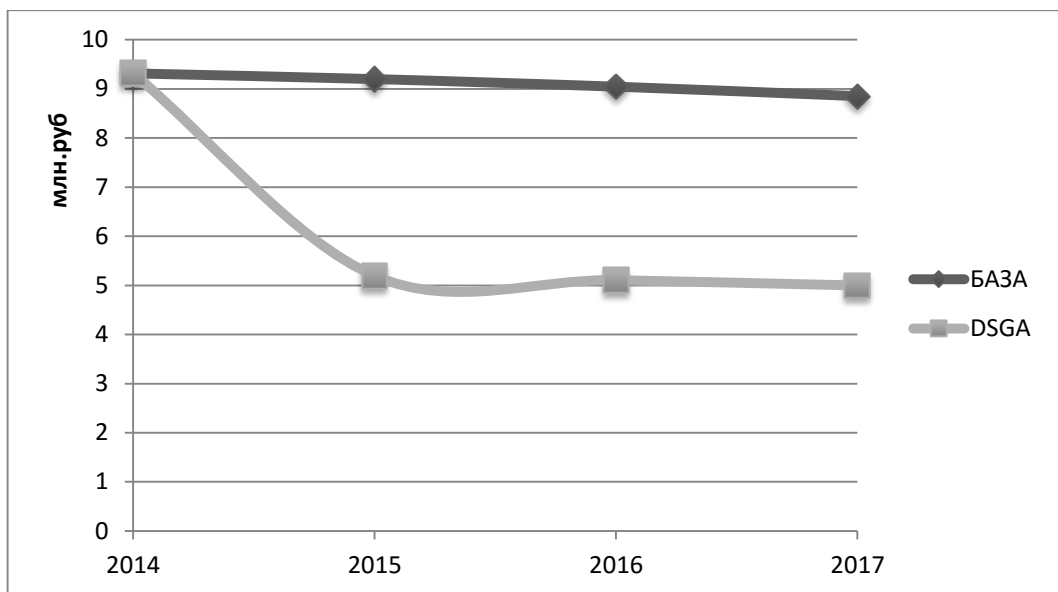


Рисунок 5. Сопоставление графиков затрат на транспортировку нефти без и с применением полимеров

Проведен анализ чистого денежного потока и себестоимости 1 тонны нефти для определения экономической эффективности внедрения данной технологии, а именно чистый денежный поток увеличился на 40%, а себестоимость 1 тонны нефти снизилась на 30%.

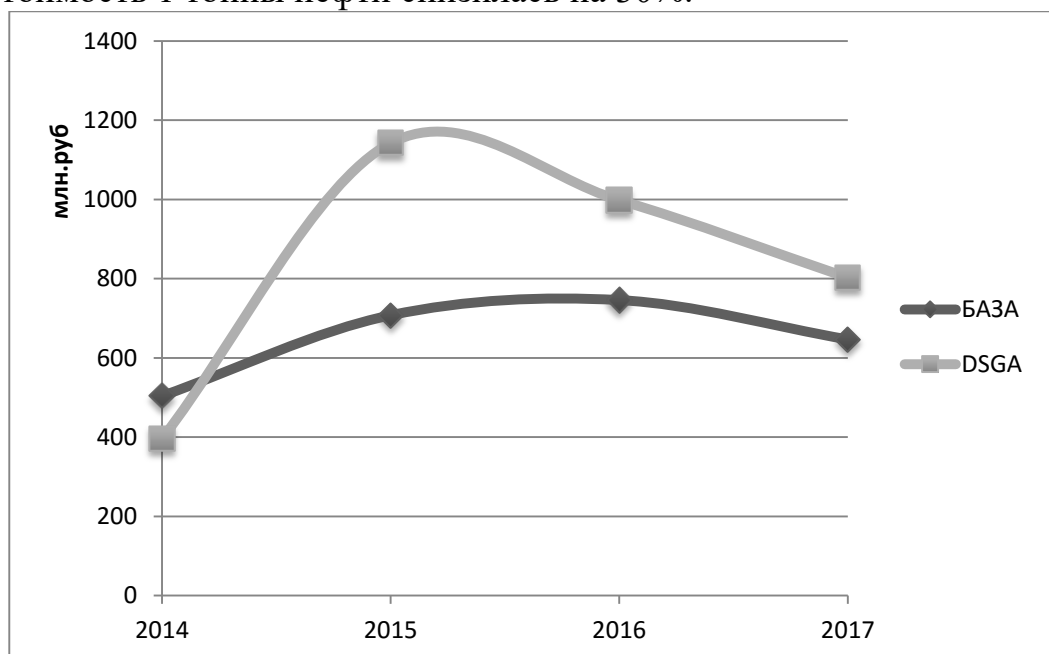


Рисунок 6. Сопоставление графиков чистого денежного потока

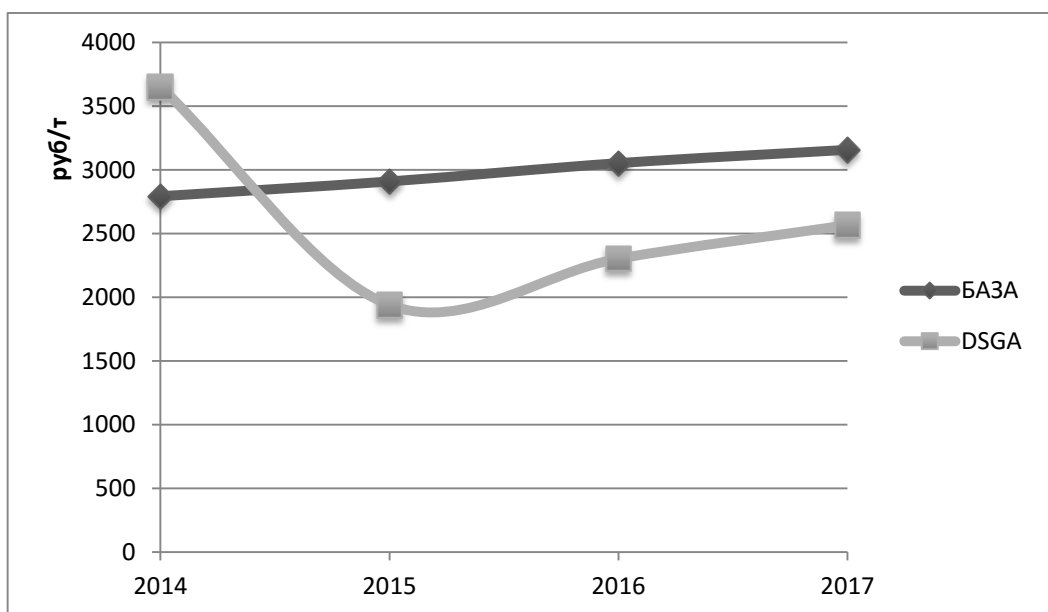


Рисунок 7. Сопоставление графиков себестоимости 1 тонны нефти

Главной задачей данной работы является выбор оптимальной концентрации реагентов. Основными критическими параметрами при подборе являются пластовая температура и проницаемость пласта в интервале использования геля. От температуры сильно зависит вязкость нефти и, следовательно, интенсивность процессов обводнения и возможности применения методов увеличения нефтедобычи. От температурного режима нефтяных пластов зависит выбор реагентов. При слишком высоких температурах пласта возможна деструкция полимерных композиций, при слишком низких в пласте могут выпадать асфальтосмолистые вещества, снижающие проницаемость призабойной зоны скважины. Температурный фон в призабойной зоне и на забое скважины позволяет выявить заколонные перетоки жидкости и опережающее поступление в скважину закачиваемых и законтурных вод.

Из общего числа водоизоляционных работ, проводимых на Баклановском месторождении, выделяются следующие технологически эффективные методы:

- 1) с применением сшитых полимерных систем (СПС);
- 2) с применением кремнийорганических эмульсий;
- 3) с применением гидрофобных эмульсий.

Сопоставление их показателей эффективности представлено в таблице 1.

Таблица 1. - Сопоставление показателей по объекту Тл-Бб после применения

Вид технологии	СПС	Гидрофобные эмульсии	Кремний органические реагенты
Объект	Тл-Бб	Тл-Бб	Тл-Бб
Кол-во скважин	19	3	2
Изменение Qж, т/сут	-70,3	-13,6	-91
Изменение Qн, т/сут	2,3	0,6	1,4

В данной работе проводились экспериментальные исследования по подбору наиболее эффективной рецептуры геля. За основу раствора использовали полимер DSGA (Drilling Specialties Gelled Acid)-синтетический со-полимер обладающий исключительными свойствами стабильности в агрессивных средах, а в качестве сшивателей геля - тиосульфат и бихромат.

Эксперименты проводились следующим образом: смешивались компоненты геля при различных концентрациях. Для каждой рецептуры опыт проводится в следующих условиях:

1. Чистый раствор;
2. Раствор с добавлением пластовой минерализованной воды;
3. Раствор с добавлением нефти;
4. Раствор с добавлением хлорной кислоты.

Для каждого опыта время застывания геля составляет 30 суток. Для каждой рецептуры определялась стабильность геля, т.е. постоянство физико-химических свойств геля с течением времени. На рисунке 8 наглядно представлены образцы с только что приготовленным раствором и раствором через 30 суток.

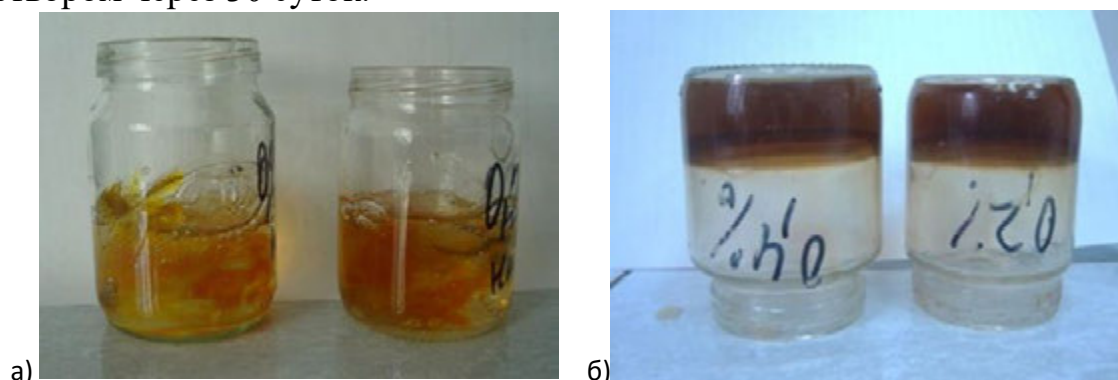


Рисунок 8. Иллюстрация образцов геля при а)  $t=0$  и б)  $t=30$  суток

В ходе анализа результатов экспериментов выявлена оптимальная концентрация реагентов геля, при которой раствор является устойчивым к воздействию высокоминерализованной пластовой воды. Установлено, что наиболее стабильными растворами являются следующие рецептуры:

- 0,2% тиосульфата натрия при концентрации полимера 0,5% ;
- 0,4% тиосульфата натрия при концентрации полимера 0,4% (при постоянном содержании бихромата натрия 0,1% и GR-70 0.5%).

В ходе экспериментов выявлена оптимальная концентрация реагентов геля, при которой гель является стабильным при воздействии нефти, пластовой минерализованной воды и хлорной кислоты, учитывая пластовые температурные условия.

Результаты данного исследования будут рекомендованы к проведению опытно-промышленных работ на скважинах Баклановского и Ярино-Каменноложского с целью последующего внедрения.

### **Список использованных литературных источников**

1. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах. – Баку, «Nafta-Press», 2009. – 256 с.
2. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. – Учебное пособие Саратов: Изд-во ГосУНЦ "Колледж", 2003. - 164с.
3. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 1978. – 207 с.
4. Петров Н.А. Ограничение водопритока в нефтяные скважины. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 65 с.
5. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. - 138 с.
6. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. — 414 с.
7. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Управление продуктивностью скважин. – Учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2011. – 137 с. – ISBN 978-5-398-00629-2.
8. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. -285 с. ISBN 5-8365-0022-3.
9. Результаты выполнения опытно-промышленных работ по ограничению водопритоков с применением полимера DSGA Polymer в 2013 году, презентация ООО «Лукойл-Инжиниринг».

**О РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И  
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИХ ДАЛЬНЕЙШЕМУ  
ПРИМЕНЕНИЮ В УСЛОВИЯХ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ  
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(ON THE EFFECTIVE APPLICATION OF SIDETRACKING AND  
DEVELOP RECOMMENDATIONS FOR THEIR FURTHER  
APPLICATION IN BEREZOVSKAYA AREA ROMASHKINSKOYE  
FIELD)**

Батурин Н.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Гарипова Л.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Актуальность данной работы состоит в том, что применение боковых стволов (БС) в скважинах в настоящее время является важным технологическим направлением в нефтегазовой промышленности. Строительство боковых стволов позволяет осуществить перевод скважин из бездействующего фонда в действующий. Также оно позволяет проводить доразработку месторождений за счет уплотнения сетки скважин. Значимость данной работы заключается в том, что применение БС на скважинах в конечном итоге способствует стабилизации и повышению объемов добычи нефти.

Боковой ствол скважины – дополнительный ствол из эксплуатационной колонны бездействующей или малодебитной скважины. В число основных задач, решаемых путем внедрения БС, могут быть включены: уплотнение сетки скважин на разбуренных залежах; довыработка остаточных запасов нефти из обводненных пластов; ввод в эксплуатацию бездействующих или малодебитных скважин; отработка низкопродуктивных залежей; выработка подгазовых и водонефтяных зон.

Березовская площадь Ромашкинского месторождения выделена в самостоятельный объект в соответствии с первой Генеральной схемой разработки Ромашкинского месторождения, составленной ВНИИнефть в 1955 г. В качестве основных объектов разработки на Березовской площади были выделены терригенные отложения кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона, а также бобриковского горизонта нижнего карбона, т.к. именно в них сосредоточены основные промышленные запасы. Березовская площадь является многопластовым объектом. В настоящее время площадь продолжает разрабатываться в соответствии с последним проектом разработки со следующими принципиальными положениями:

- дальнейшее совершенствование системы заводнения путем перевода добывающих скважин под нагнетание и дополнительного разрезания блоков по пласту Д<sub>0</sub>;

- разбуривание невовлеченных в разработку участков, тупиковых зон и изолированных линз;
- бурение дополнительных 348 скважин, в том числе 161 дублер, общий фонд 1158 скважин;
- реконструкция системы ПД, применение нестационарного заводнения;
- повышение нефтеотдачи пластов путем закачки в 200 скважин ВУС;
- способ эксплуатации механизированный (ШГН и ЭЦН).

На графике, представленном на рисунке 1, можно отследить динамику изменения основных технологических показателей разработки Березовской площади по каждой из стадий разработки.

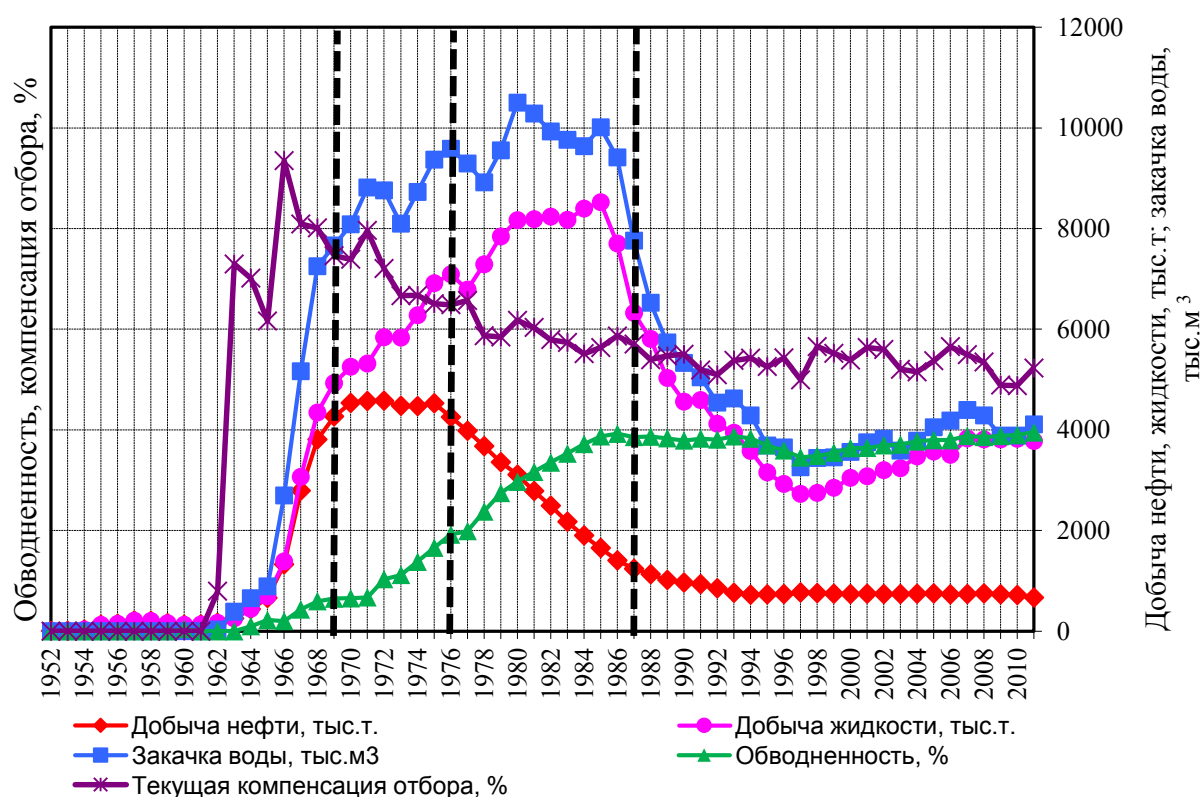


Рисунок 1. Динамика изменения основных технологических показателей разработки Березовской площади

Для оценки результативности применения боковых стволов на объектах Березовской площади Ромашкинского нефтяного месторождения было выбрано 10 скважин.

В данной работе расчет технологической эффективности БС по рассматриваемым скважинам проводился с использованием характеристик вытеснения по методам Сазонова ( $Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж}$ ), Камбарова ( $Q_n = A + B / Q_{ж}$ ), Абызбаева ( $\ln Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж}$ ), Пирвердяна ( $Q_n = A + B \cdot (1/\sqrt{Q_{ж}})$ ), Максимова ( $Q_n = A + B \cdot \ln Q_v$ ), Давыдова ( $Q_n = A + B \cdot (Q_v / Q_{ж})$ ), Постоянного нефтесодержания ( $Q_n = A + B \cdot Q_{ж}$ ) Говоровой-Рябининой ( $\ln Q_v = A + B \cdot \ln Q_n$ ).



В результате расчетов дополнительной добычи ( $\Delta Q$ , т/мес) для скважины 1 по методикам характеристик вытеснения были полученные следующие значения дополнительной добычи, представленные в таблице 1.

Таблица 1. – Результаты расчетов  $\Delta Q$  скважины 1 Березовской площади по методикам характеристик вытеснения

Характеристика вытеснения	Дополнительная добыча нефти	Критерий Тейла
Сазонова	4472,2	0,0125099
Камбарова	4498,5	0,1118975
Абызбаева	4374,3	0,0208558
Пирвердяна	4458,2	0,0215487
Максимова	4475,4	0,0354899
Давыдова	4510,4	0,1525725
Постоянного нефтесодержания	4301,5	0,1781559
Говоровой-Рябининой	4289,5	0,0179749

Дополнительная добыча нефти, показанная в таблице 3, в скважине 1 была рассчитана по 8 характеристикам вытеснения. Наибольшими значениями коэффициента достоверности обладают методы Сазонова, Абызбаева и Говоровой-Рябининой. По данным методам ниже представлены соответствующие графики характеристики вытеснения.

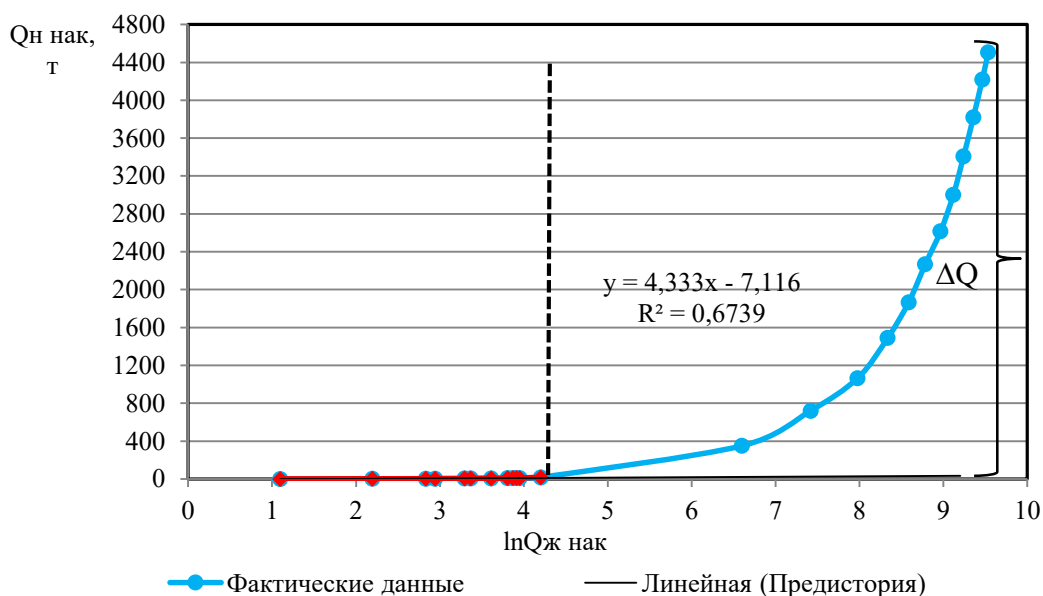


Рисунок 2. Расчет дополнительной добычи нефти от внедрения БС по методу Сазонова

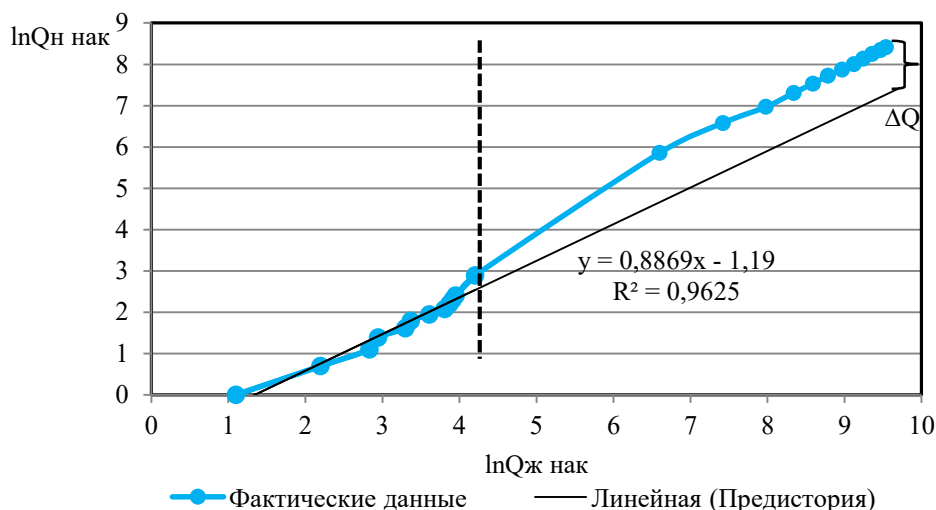


Рисунок 3. Расчет дополнительной добычи нефти от внедрения БС по методу Абызбаева

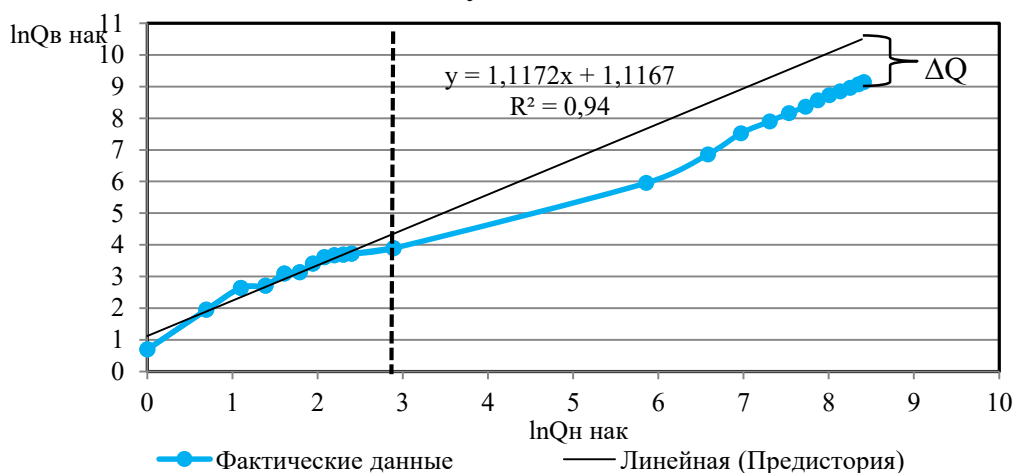


Рисунок 4. Расчет дополнительной добычи нефти от внедрения БС по методу Говоровой-Рябининой

Дополнительная добыча нефти в скважине 1 рассчитаны по 8 характеристикам вытеснения. В качестве окончательного значения дополнительной добычи нефти мы получаем среднее арифметическое значение дополнительной добычи нефти по 3 характеристикам вытеснения, которые обладают наибольшими значениями коэффициентов достоверности. Наибольшими значениями коэффициентов достоверности обладают методы Сазонова, Абызбаева, Говоровой-Рябининой.

$$\Delta Q_n = (4472,2 + 4374,3 + 4289,5) / 3 = 4378,7 \text{ т;}$$

Таким образом, дополнительная добыча нефти от применения БС на скважине 1 составила 2521,75 т. Результаты расчетов технологической эффективности БС по методам характеристик вытеснения по остальным 9 скважинам представлены в таблице 2.

Таблица 2. – Результаты расчетов технологической эффективности БС по скважинам Березовской площади с использованием методик характеристик вытеснения

Характеристика вытеснения	Номер скважины					
	2		3		4	
	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла
Сазонова	4375,9	0,0114607	2267,29	0,0070080	2557,9	0,0001427
Камбарова	4471,2	0,0277138	2306,69	0,0082331	2542,7	0,0002588
Абызбаева	4595,2	0,0112987	2354,16	0,0066398	2422,7	0,0030900
Пирвердяна	4207,5	0,0284208	2336,92	0,0093119	2327,9	0,0004354
Максимова	4186,7	0,0326046	2276,56	0,4123880	2328,9	0,0001536
Давыдова	4142,2	0,0345908	2260,01	0,0092672	2494,7	0,0017194
Постоянного нефтесодержания	4531,53	0,0002410	2044,0	0,0018231	2391,8	0,0000604
Говоровой-Рябининой	4601,7	0,0276624	1944,493	0,0051973	2123,7	0,0032315
Итоговая доп. добыча	4524,3		2188,64		2368,1	
Характеристика вытеснения	5		6		7	
	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла
	Сазонова	3639,3	0,0021467	2606,9	0,0027648	1443,2
Камбарова	3942,5	0,0060403	2700,5	0,0038039	1490,1	0,0144459
Абызбаева	3810,2	0,0123076	2657,5	0,0338166	1393,6	0,0307877
Пирвердяна	3912,8	0,0051218	2889,6	0,0006642	1492,2	0,0021353
Максимова	3767,3	0,0014619	2665,2	0,0032534	1450,8	0,0096740
Давыдова	3725,3	0,0111182	2519,0	0,0002338	1340,7	0,0020243
Постоянного нефтесодержания	3911,3	0,0002188	2614,3	0,0017745	1301,0	0,0048346
Говоровой-Рябининой	3653,2	0,0561145	2624,7	0,021629	1254,6	0,0114798
Итоговая доп. добыча	3700,9		2629,7		1363,8	
Характеристика вытеснения	8		9		10	
	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла	Доп. добыча	Критерий Тейла
	Сазонова	3565,0	0,0020835	5548,67	0,0072372	2063,9
Камбарова	3792,2	0,0041062	5284,18	0,0107351	2143,7	0,0053307
Абызбаева	3612,7	0,0171812	5526,0	0,0310311	2034,9	0,0364150
Пирвердяна	3651,2	0,0455320	5231,0	0,0006366	2169,8	0,0010351
Максимова	3630,9	0,0024259	5401,4	0,0025301	2103,8	0,0043302
Давыдова	3738,4	0,0004015	5307,6	0,0026511	2301,4	0,0006595
Постоянного нефтесодержания	3699,3	0,0004519	5464,0	0,0004977	2070,5	0,0021947
Говоровой-Рябининой	3523,1	0,0181871	5410,6	0,0110021	2157,7	0,0223874
Итоговая доп. добыча	3566,9		5495,09		2085,8	

Из таблицы 2 видно, что дополнительная добыча по скважине 2 составила 4524,3 т., по скважине 3 – 2188,64 т., по скважине 4 – 2368,1 т.,

по скважине 5 составила 3700,9 т., по скважине 6 - 2629,7 т., по скважине 7 - 1363,8 т., по скважине 8 составила 3566,9 т., по скважине 9 – 5495,1 т., по скважине 10 – 2085,8 т.

Проведенные расчеты технологической эффективности внедрения БС на скважинах Березовской площади показали, что применение БС привело к увеличению добычи нефти, а значит, внедрение БС на скважинах Березовской площади можно считать успешным мероприятием.

Также была рассчитана экономическая эффективность от применения БС. Экономическая эффективность рассчитывалась для 5 скважин с длиной БС меньше и для 5 скважин с длиной бокового ствола больше 450 метров.

Таблица 3. – Исходные данные для расчета экономической эффективности применения БС на рассматриваемых скважинах Березовской площади

Технология	Кол. скв. шт	Доп. добыча тыс.т.	Инвестиции при проведении мероприятия тыс. руб.	Уд. эф. т/скв	Уд. затраты тыс.руб/скв	Эффективность инвестиций т/тыс.руб
БС (L<450 м)	5	11,814	73832	2362,8	14766,4	0,16
БС (L>450 м)	5	10,652	59615	2130,4	11923	0,18
Всего	10	22,466	133447	4493,2	26689,4	0,34

Результаты расчетов экономической эффективности от применения БС приведены в таблице 4.

Таблица 4. – Результаты расчета экономической эффективности от применения БС на скважинах Березовской площади

Наименование показателей	Ед. изм.	БС (L<450 м)	БС (L>450 м)
1	2	3	4
Условно-переменные затраты	руб/т	3701,3	3701,3
ИТОГО прирост условно переменных расходов на прирост добычи нефти	тыс. руб.	43727,16	39426,25
Затраты на МУН	тыс.руб.	14766,4	11923,0
ВСЕГО текущих расходов на внедрение мероприятия	тыс.руб.	58493,56	51349,25
Объем добычи нефти после внедрения мероприятий	тыс. т	3951,31	3950,15

Себестоимость добычи нефти после внедрения мероприятий	тыс. руб.	22304172,56	22297028,25
--	-----------	-------------	-------------

Продолжение таблицы 4.

1	2	3	4
Себестоимость 1 тонны добычи нефти после внедрения предлагаемых мероприятий	руб./т	5644,75	5644,6
Экономический эффект от внедрения предлагаемого мероприятия	тыс. руб.	56137,68	52007,11
Прирост реализации продукции	тыс. руб.	114631,24	103356,36
Сумма налога на прибыль	тыс. руб.	11227,54	10401,42
Экономический эффект с учетом налога на прибыль	тыс. руб.	44910,15	41605,69
Сумма эксплуатационных затрат	тыс. руб.	47944,19	43230,08

Как видно из таблицы 4, наибольшая экономическая эффективность показала технология БС с длиной бокового ствола < 450 м. Экономическая эффективность после внедрения технологии БС с длиной бокового ствола < 450 м на скважинах Березовской площади Ромашкинского месторождения составила 44910,15 тыс. руб., что несколько больше по сравнению с технологией БС с длиной бокового ствола >450 м (41605,69 тыс. руб.).

Ниже на рисунке 5 представлена динамика чистого дисконтированного дохода по технологии БС с длиной бокового ствола < и > 450 м.

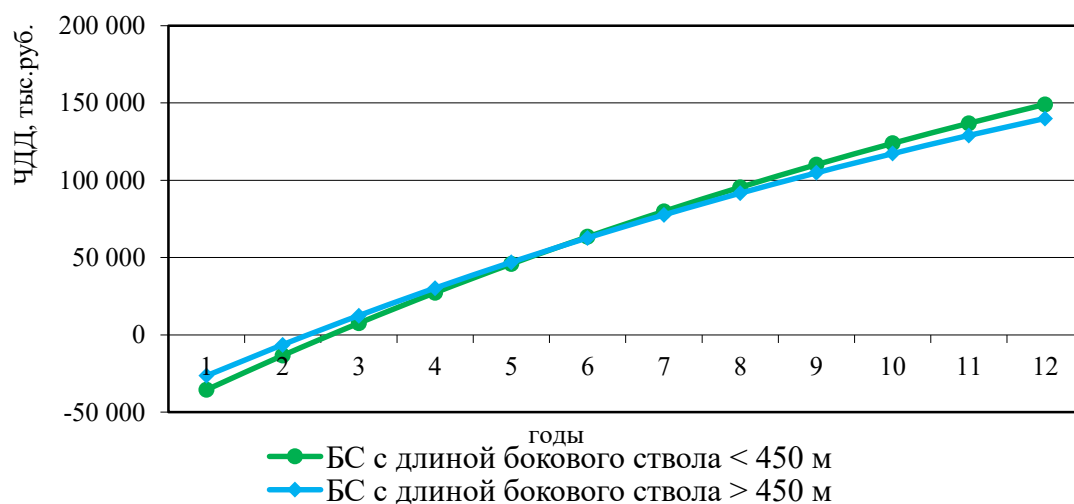


Рисунок 5. Динамика чистого дисконтированного дохода от применения БС на скважинах Березовской площади

Можно сделать вывод, что расчет экономической эффективности инвестиционных проектов применения технологии БС на скважинах Березовской площади показал высокую эффективность применения БС с длиной бокового ствола  $< 450$  м. Чистый дисконтированный доход после применения данной технологии составил 149149 тыс. руб. Индекс доходности инвестиционного проекта составил 1,086 д.ед., срок окупаемости – 2,6 года. После применения технологии БС с длиной бокового ствола  $> 450$  м чистый дисконтированный доход составил 140043 тыс. рублей, индекс доходности инвестиционного проекта – 1,102 д.ед., срок окупаемости – 2,3 года.

Таким образом, внедрение технологии БС на скважинах Березовской площади является экономически эффективным. Об этом свидетельствуют основные показатели эффективности инвестиционного проекта.

Представленные выше результаты проделанных расчетов позволили оценить результативность применения БС в условиях Березовской площади Ромашкинского месторождения. На основании выполненной работы можно сделать следующие выводы:

- 1) Внедрение БС на скважинах Березовской площади позволило существенно увеличить добычу нефти и жидкости, а также снизить значения обводненности добываемой продукции;
- 2) После применения БС на скважинах Березовской площади наблюдается увеличение коэффициента продуктивности  $K_{пр}$ ;
- 3) Внедрение БС на скважинах Березовской площади привело к увеличению проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности пласта, скин-фактор уменьшился;
- 4) Проведенные расчеты технологической эффективности применения БС показали высокую удельную технологическую эффективность данной технологии, проявляющуюся в получении дополнительных объемов добычи нефти;
- 5) Проведенные экономические расчеты применения БС на скважинах Березовской площади показали высокую экономическую эффективность данного мероприятия;
- 6) Не маловажным является тот факт, что внедрение БС требует меньших капитальных вложений по сравнению с бурением новых скважин.

### **Список использованных литературных источников**

1. Хакимзянов, И.Н. Анализ результатов проводки и освоения БС на объектах разработки ОАО «Татнефть» [Текст] / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров // Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений, Казань: Изд-во «ФЭН», 2010. – 385 с.;

2. Компьютерная информационная система автоматизированного рабочего места инженера технологической службы, КИС «АРМИТС».

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА А  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ X С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ  
ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ  
(ENHANCED DEVELOPMENT OF OBJECT A ON FIELD X WITH  
POLYMER FLOODING TECHNOLOGY)**

Баскакова А.А.

(научный руководитель: доцент Веремко Н.А.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Введение**

В России в настоящее время отсутствуют месторождения, разрабатываемые с применением полимерного заводнения в качестве третичного метода. По скринингу выбрано месторождение X для реализации пилотного проекта по полимерному заводнению. Месторождение X расположено на юге Пермского края. Оно находится в разработке с 1981 года. Фокус данной статьи на изучение полимерного заводнения пласта для дальнейшего развития и применения полимерного заводнения на данном месторождении и для других месторождений в целом.

**Геология и описание объекта А месторождения X**

Месторождение X расположено на юге Пермского края. Пласт А представлен терригенным коллектором (преимущественно глины, аргиллиты, алевролиты, песчаники) с пористостью – 21% и проницаемостью - 0,022 мкм<sup>2</sup>. Структура комплексная и неоднородная. Тип залежи пластово-сводовая, средняя общая толщина – 9,9 - 18,6 метров, где эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1 -3,9 метров.

Пластовое давление около 15 МПа, температура пласта - 28 °С. Нефть относится к средним нефтям с плотностью 0,912 г/см<sup>3</sup> и вязкостью - 68,62 мПа\*С, слабосернистым, парафинистым, минерализация пластовой воды – 230 г/л.

**Трассерные исследования**

Трассерные исследования проводились на месторождении для определения лучшего расположения участка для полимерной закачки, установления характера распределения фазовых потоков и реагирующих скважин по участкам.

Согласно результатам исследований, была обнаружена хорошая гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами на пилотном участке, неравномерность перераспределения закачиваемой воды, наличие промытых каналов. Все это снижает эффективность охвата заводнением.

Для реализации пилотного проекта по закачке полимера были выбраны две нагнетательные скважины и определены 16 добывающих скважин.



### **Керновые испытания**

До начала пилота по полимерному заводнению проведены тесты на образцах керна месторождения по определению эффективности вытеснения нефти, используя различные концентрации химических растворов. Было протестировано вытеснение нефти двумя способами, закачкой воды и полимерного раствора с концентрацией 0,15%, 0,20% и 0,25%. Наилучший эффект получен при закачке полимера с концентрацией 0,15%, при котором прирост коэффициента вытеснения нефти составил 27,3%. При испытании концентрации в 0,2% и 0,25% прирост Квыт - 15,18%.

С учетом исследований, проведенных РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, по адсорбции и деструкции полимера из анализа был исключен вариант с закачкой полимерного раствора концентрацией 0,15% и для дальнейших расчетов с применением гидродинамического моделирования полимерного заводнения пласта А месторождения X выбран полимерный раствор с концентрациями 0,1%, и 0,13%.

### **Выбор полимера**

Выбор подходящего полимера проводится анализом 3 основных параметров:

- Пластовая температура;
- Проницаемость;
- Солесодержание подтоварной воды, используемой для растворения и закачки полимера.

Температура необходима для выбора полимерной композиции, которая может оставаться стабильной в пластовых условиях. Проницаемость необходима для подбора молекулярной массы полимера для обеспечения хорошей приемистости и фильтруемости через пористую среду. Последнее, но не менее важное, состав воды растворения определяет композиции полимерного состава: степени гидролиза, позволяющей цепи полимера распускаться в воде, увеличивая вязкость.

Наиболее подходящий полимер для месторождения обычно выбирается согласно различным параметрам:

- Хорошая растворимость;
- Наивысшая вязкость при заданной концентрации;
- Хорошая химическая стабильность;
- Экономические показатели;
- Минимальная механическая деструкция;
- Минимальная адсорбция.

### **Геолого – гидродинамическая модель**

С целью определения технологического эффекта при реализации пилотного проекта проведен расчет на секторной модели, выделенной по границам опытного участка, включающая 21 скважин.

Расчеты модели по нефтяному месторождению X проводились с использованием симулятора Tempest 7.0 компании ROXAR.

Исходя из количества исследованных растворов полимера (с различной концентрацией), на модели было рассчитано 7 прогнозных вариантов:

- базовый вариант без закачки полимера;
- закачка полимерной оторочки с концентрацией полимера 0,1%, 0,13% и при ее размере в 10%, 20% и 30% от порового объема.

Максимальное забойное давление по нагнетательным скважинам для данного объекта составляет 180 атм., 270 атм. для двух нагнетательных скважин, по которым ведут закачку полимерной оторочки (данные критичные давления рассчитаны в программном продукте StimPT с учетом результатов исследований скважин).

Расчеты полимерного заводнения в программном продукте Tempest 7.0 компании Roxar проводились с использованием опции POLY. Используя данную опцию, к имеющимся уравнениям сохранения массы (для воды, нефти и газа) добавляется еще одно, учитывающее характеристики полимера. В качестве исходных данных использовались результаты лабораторных исследований, которые задаются в гидродинамическом симуляторе при помощи соответствующих ключевых слов:

- изменение вязкости воды в зависимости от концентрации полимера (PPRO);
- функция адсорбции полимера породой (PABS);
- функция вязкости полимера в зависимости от скорости течения (PSHE) рассчитывается по модели Meter, заложенной в Tempest 7.0.
- дополнительные данные о свойствах полимера, такие как молярная масса, параметр уменьшения проницаемости по воде, концентрация водного раствора полимера, при которой адсорбция полимера достигает половины своего максимального значения (PMIS);
- концентрация закачиваемого полимера (CPLY).

Результаты расчетов накопленной добычи нефти и обводненности в целом по участку ОНР представлены на рисунках 1-4.

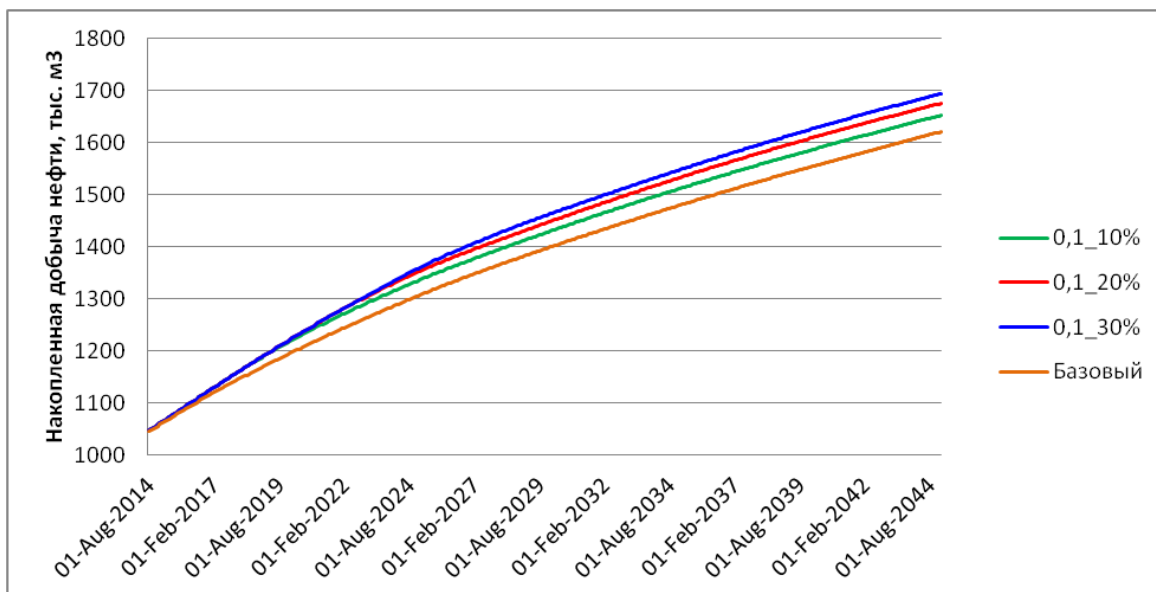


Рисунок 1. Динамика изменения расчетной накопленной добычи нефти при разном размере полимерной оторочки 10%, 20%, 30% от порового объема и концентрации 0,1%

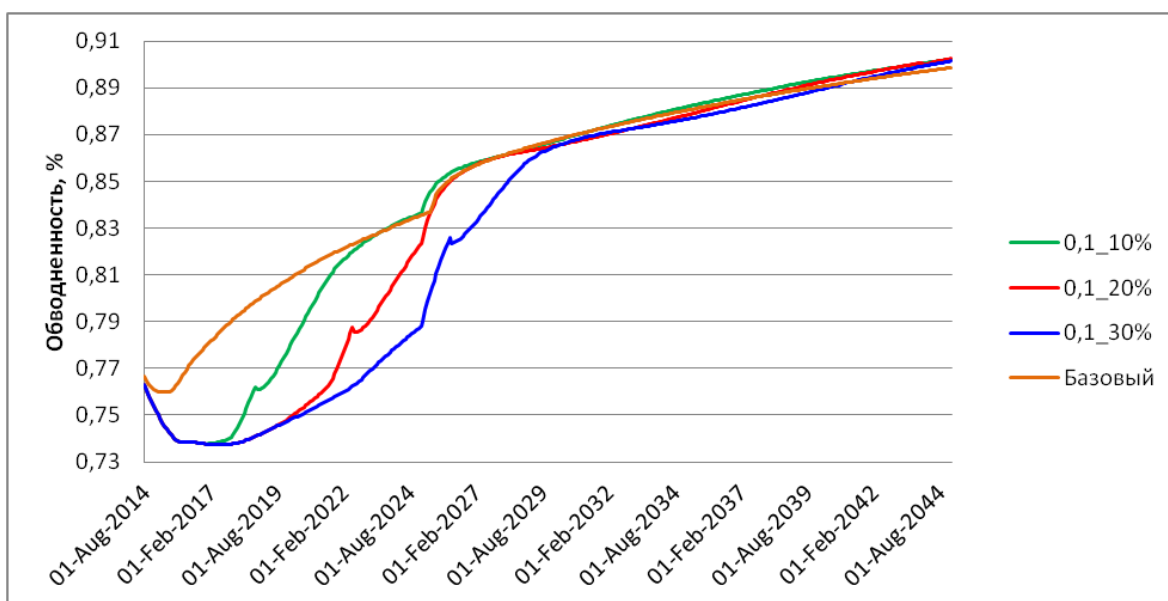


Рисунок 2. Динамика изменения расчетной обводненности при разном размере полимерной оторочки 10%, 20%, 30% от порового объема и концентрации 0,1%

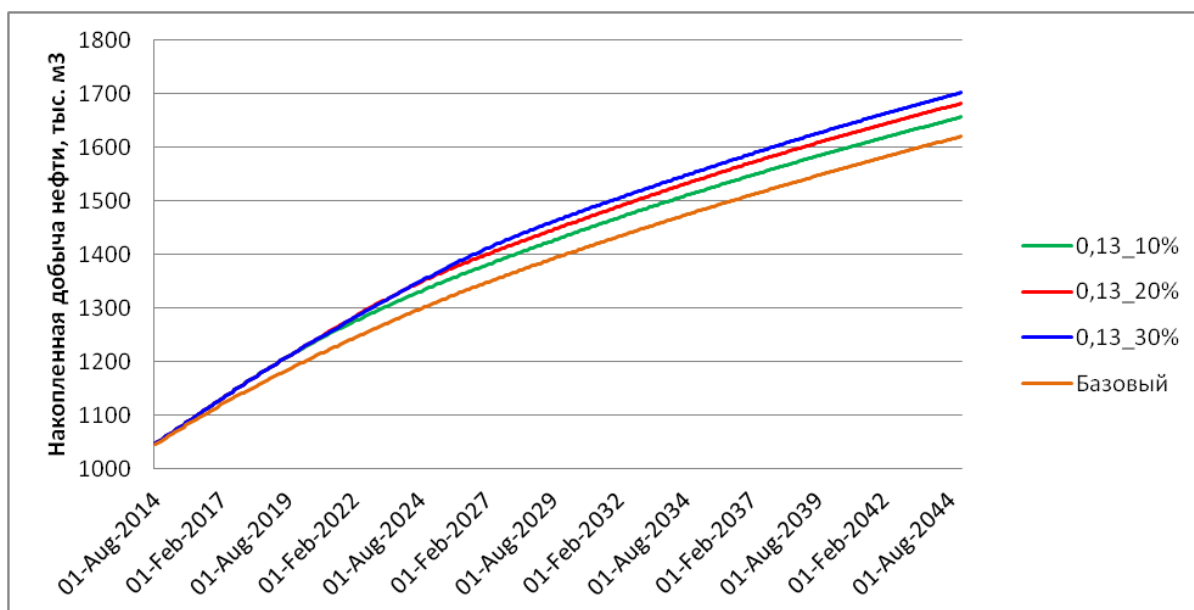


Рисунок 3. Динамика изменения расчетной накопленной добычи нефти при разном размере полимерной оторочки 10%, 20%, 30% от порового объема и концентрации 0,13%

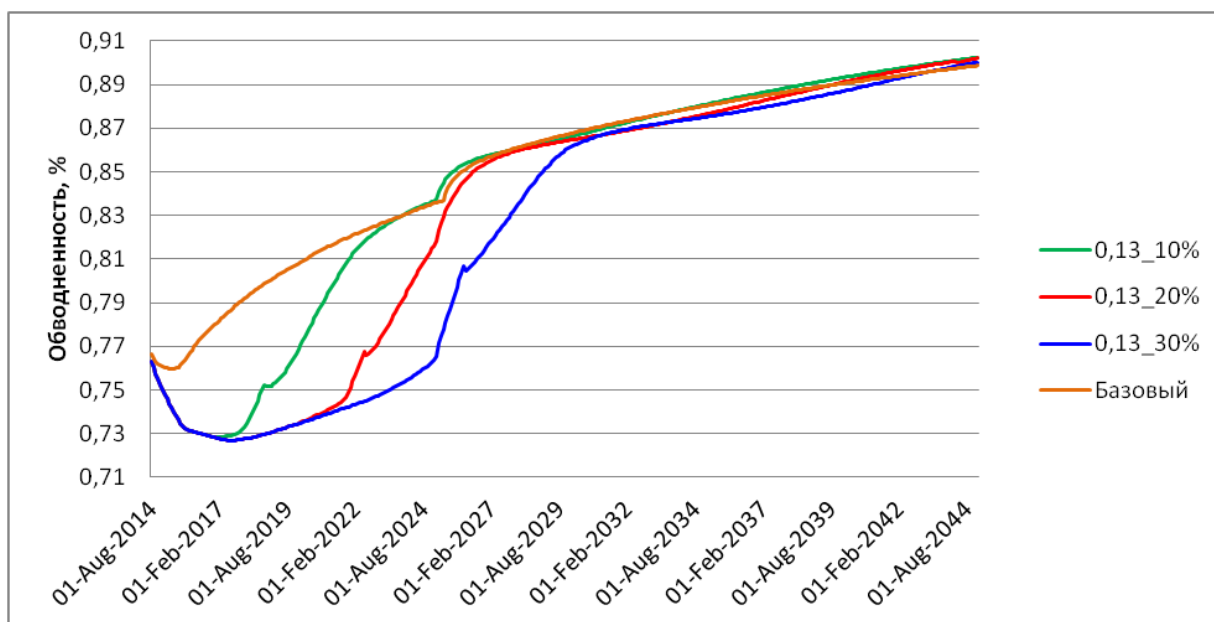


Рисунок 4. Динамика изменения расчетной обводненности при разном размере полимерной оторочки 10%, 20%, 30% от порового объема и концентрации 0,13%

Дополнительная добыча рассчитывалась относительно базового варианта, рассчитанного в режиме заданных забойных давлений (забойное давление принято 0,75% от давления насыщения) при существующем объеме закачки без добавления полимерного раствора, для того, чтобы оценить влияние воздействия полимера на процесс вытеснения.

Анализ расчетов показывает, что дополнительная добыча возрастает с увеличением объема закачиваемой оторочки, следовательно, целесообразно сравнивать между собой варианты с размером полимерной оторочки 30% от порового объема и концентрациями 0,1% и 0,13%.

### **Заключение**

По результатам расчетов проект полимерного заводнения для данного объекта оценивается успешным. Закачка полимера снизила обводненность в добываемой жидкости по сравнению с базовым вариантом. Добыча нефти увеличилась с начала полимерной закачки и максимальный показатель дополнительной добычи нефти по варианту с закачкой полимерной оторочки размером 30% от порового объема (закачка раствора с концентрацией 0,13% рекомендуется в течение 8 лет, закачка раствора с концентрацией 0,1% - 2 года 8 месяцев) составил 81,34 тыс. м<sup>3</sup>. Однако, окончательное решение о необходимости реализации рассмотренного варианта может быть принято только в результате оценки экономических показателей.

### **Список использованных литературных источников**

- 1) Chang H.L. 1978. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today and Tomorrow. Paper SPE7043 presented at the Fifth Symposium on Improved Methods for oil recovery, Tulsa, OK, April 16-19.
- 2) Lake, L.W. 1989. Enhanced Oil Recovery, 323-324, 396-400. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- 3) Levitt D.B., Pope G.A., 2008. Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. Paper SPE 113845 presented in Tulsa, Oklahoma, 19-23 April.
- 4) Seright, R.S. 2010. Potential for Polymer Flooding Viscous Oils. SPE Reservoir Evaluation and Engineering 13(6): 730-740.
- 5) Sorbie K.S., 1991. Polymer-Improved Oil Recovery. Boca Raton, FL: CRC Press, Inc.
- 6) Ж. Абиров, 2015. Изучение успешного пилотного проекта полимерного заводнения на одном месторождении Южно-Тургайского бассейна. Статья SPE 177339, презентован в Баку, Азербайджан, 4-6 ноября.

# ТЕЧЕНИЕ ГАЗА В МАТРИЦЕ СЛАНЦЕВ (GAS FLOW IN SHALE MATRIX)

Ван Аньлунь

(Научный руководитель: профессор Якушев В.С.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

## Введение

Как один из потенциальных нетрадиционных газов, в последнее время все больше внимания уделяется сланцевому газу. Моделирование фильтрации газа в сланцах играет важную роль в составлении проекта разработки месторождения сланцевого газа. В матрице сланцев имеются микро-, нанометровые поры и каналы. В микро-, нанометровых порах при определенных температуре и давлении средний свободный пробег газовых молекул является сравнимым с диаметром пор, тогда микроскопические эффекты становятся значимыми и нельзя пренебрегать. С понижением диаметра поры годность стандартной модели континуума с граничными условиями без проскальзывания уничтожается и тогда фильтрация газа не совершенно правильно описывается по закону Дарси. Широко признанный безразмерный параметр, который определяет степень годности стандартной модели континуума является числом Кнудсена, оно равно отношению средней длины свободного пробега молекул газа к характерному линейному размеру течения [1,2]. С понижением характерного линейного размера течения число Кнудсена увеличивается и соответственно в поровых системах будут возникать разнообразные режимы течения газа, включая свободномолекулярный режим, континуальный режим, континуальный режим с граничным условием проскальзывания и переходный режим.

Многие исследования сосредоточены на отклонении характеристики течения газа в микро-, нанометровых порах от закона Дарси. Клинкаенберг впервые предложил эффект проскальзывания газа. В работе [3] показано Клинкаенбергом как проскальзывание газовых молекул на поверхности горных пород влияет проницаемость и предложено уравнение, в котором проницаемость связана с инверсией давления. Модель Клинкаенберга представляет собой упрощенную версию более общего уравнения течения газа через пору, источники которого находятся в более широкой области науки: динамика газового потока [4]. Али С. Зиарани и Роберто Агилера указали, что годность линейной функции Клинкаенберга от инверсии давления зависит от Числа Кнудсена, и когда Число Кнудсена колеблется в пределах от 0,01 до 0,1, модель Клинкаенберга можно применять [4]. Хироши Адзуми впервые принял линейную комбинацию потока Дарси и диффузионного потока Кнудсена для описания потока газа через капилляр, когда длина свободного пробега сравнима с диаметром поры (т.е. при переходном режиме) и ввел в его модель коэффициент вклада чтобы

представляющий запутанность каждого режима течения газов [5]. Лю и др. предложили выражение для коэффициента вклада Адзуми [6], однако, указано, что корректность этого выражения сомнительна [7]. Джавадпоур указал, что течение газа в нанопорах отклоняется от традиционных моделей течения, т.е. закона Фика или закона Дарси [8]. Джавадпоур предложил модель течения газов через нанопору, в которой линейно комбинируются модель диффузии Кнудсена и модель континуума с граничными условиями проскальзывания на основе теории Максвелла [9]. Сингхом и Джавадпоуром и др. предложено, что комбинация потока Дарси и диффузионного потока Кнудсена может описать течение газа в сланце для чисел Кнудсена меньше единицы. Они полагали, что новизна их работы является созданием уравнений потока газов без эмпирических параметров, таких как коэффициент аккомодации тангенциального импульса, который вводится во многих других моделях, так как нахождение коэффициента аккомодации тангенциального импульса для сланцевой толщи не является простым делом [10]. Бескок и Карниадакис разработали единую модель опирающуюся на физику, которая предсказывает объемные скорости течения газов в капилляре для всех режимов течения газов [11]. В работе [7] разработана новая единая модель течения, в которой число Кнудсена действует неявно как индикатор режима течения газов, и показано, что результаты новой модели находятся в очень хорошем согласии с данными прямого моделирования Монте-Карло. В работе [12] предложена математическая модель, которая линейно комбинирует модель континуума с граничными условиями проскальзывания и модель диффузии Кнудсена для описания течения газов в сланцах. В этой модели, различные коэффициенты диффузии введены для различных режимов течения газов.

Как видно из сказанного выше, в предыдущих исследованиях редко учитывается, что распределение пор и каналов по размеру в поперечном сечении матрицы сланцев является неравномерным, кроме того, в ранее разработанных моделях проницаемость нелинейно связана с диаметром поры, что приводит к неточности при моделировании течения газов в матрице сланцев лишь по среднему диаметру пор. В этой работе, кажущаяся проницаемость введена для охарактеризования течения газов в матрице сланцев, проанализированы известные модели течения газов для каждого режима течения, и разработана математическая модель, которая объединяет вклады различных режимов течения, и в этой модели кажущаяся проницаемость линейно связана с диаметром поры, что позволяет описать течение газов в матрице сланцев лишь по стандартным экспериментальным данным анализа керн.

### **Число Кнудсена и режимы течения газов**

Число Кнудсена—это безразмерный параметр, который принято классифицирует режимы течения в микро-, нанопорах, где отклонение от

модели континуума является значимым [1,2]. Число Кнудсена определяется отношением средней длины свободного пробега молекул газа  $\lambda$  к характерному линейному размеру течения (например, диаметру поры  $d$ ):

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad (1)$$

Где  $\lambda$  определяется по формуле [13]:

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \sigma^2 P} \quad (2)$$

$\lambda$  также определяется по формуле [14]:

$$\lambda = \frac{\mu}{P} \sqrt{\frac{\pi R T}{2 M}} \quad (3)$$

Где  $k_B$ — константа Больцмана ( $1,3805 \times 10^{-23}$  Дж/К),  $T$ —температура (К),  $P$ —давление (Па),  $d$  в м и  $\sigma$ —диаметр столкновения молекул газа (м).  $M$ —молекулярная масса (кг/кмоль)  $R = 8314$  Дж/кмоль/К—универсальная газовая постоянная, и  $\mu$ —динамическая вязкость газа (Па · с). Эти две разных формулы приведут к незначительной разнице в значениях средней длины свободного пробега молекул газа [14].

Как показано в таблице 1, число Кнудсена классифицирует режимы течения газов.

Таблица 1.-Классификация режимов течения газов на основе числа Кнудсена

Режим течения	Континуальный режим	Континуальный режим с граничными условиями проскальзывания	Переходный режим	Свободномолекулярный режим
Число Кнудсена	$K_n < 0,01$	$0,01 < K_n < 0,1$	$0,1 < K_n < 10$	$K_n > 10$

Континуальный режим

Когда  $K_n < 0,01$  континуальный режим течения газов доминируется, и традиционные динамические уравнения применимы, возможно использовать закон Дарси чтобы описать течение газов в пористых средах [4]. Закон Дарси математически выражается по формуле:

$$q = \frac{k_A \Delta P}{\mu \Delta L} \quad (4)$$

Тогда эквивалентная проницаемость капилляров выражена по формуле:

$$k = \frac{r^2}{8} \quad (5)$$



Где  $q$ —объемный расход ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $r$ —радиус пор и каналов ( $\text{м}$ ),  $\Delta L$ —длина ( $\text{м}$ ),  $A$ —площадь поперечного сечения ( $\text{м}^2$ ),  $\Delta P$ —разность давлений вдоль направления потока ( $\text{Па}$ ).

Континуальный режим с граничными условиями проскальзывания

Когда  $0,01 < K_n < 0,1$  молекулы газов будут проскальзывать на поверхности горных пород. В этом режиме применяют уравнение Дарси с поправкой модели Клинкаенберга или модели Кнудсена для описания течения газов в пористых средах [4]. Модель Клинкаенберга [3] выражена по формулам:

$$k_a = k_\infty \left(1 + \frac{b}{P}\right) \quad (6)$$

$$b = \frac{4c\lambda\bar{P}}{r} \quad (7)$$

Где  $k_a$ —кажущаяся проницаемость,  $k_\infty$ —абсолютная проницаемость, и  $b$ —фактор проскальзывания,  $\bar{P}$ —среднее давление и  $c$ —константа,  $c \approx 1$ . Уравнение Клинкаенберга можно переформулировать в термине числа Кнудсена:

$$k_a = k_\infty(1 + 8K_n) \quad (8)$$

Переходный режим

Когда  $0,1 < K_n < 10$  появляется переходный режим. Применяем разработанную единую модель для всех режимов течения газов Бескоком и Карниадакисом для того, чтобы описать течение газов в этом режиме [11]. По уравнению Бескока и Карниадакиса объемный расход через капилляр выражен по формуле:

$$q = [1 + a(K_n)K_n] \left[1 + \frac{4K_n}{1-bK_n}\right] \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu \Delta L} \quad (9)$$

$$a = a_0 \frac{2}{\pi} \tan^{-1} \left(a_1 K_n^{\beta_1}\right) \quad (10)$$

Где  $a_1=4,0$ ,  $\beta_1=0,4$ ,  $a_0 \equiv a_{K_n \rightarrow \infty} = 64/3\pi(1 - \frac{4}{b})$ ,  $K_n$ —число Кнудсена ( $K_n=\lambda/r$  [11]),  $a$ —безразмерный коэффициент отражения, который является функцией от числа Кнудсена,  $b$ —константа равная -1.

Вводя капиллярную модель для этого режима течения кажущуюся проницаемость можно выразить следующим образом:

$$k_a = k_\infty [1 + a(K_n)K_n] \left[1 + \frac{4K_n}{1-bK_n}\right] = k_\infty \left[1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4K_n^{0,4})K_n\right] \left[1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right] \quad (11)$$

Свободномолекулярный режим

Когда  $K_n > 10$ , объемный расход газов в основном обуславливается столкновением между молекулами газов и поверхностью горной породы, в этом режиме течения, можно описать течение газов с применением модели Кнудсеновской диффузии, в этой модели течение газов через капилляр описывается следующими уравнениями [15]:

$$q = \frac{D_k \Delta P A}{P \Delta L} \quad (12)$$

$$D_k = \frac{d}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (13)$$

Кажущаяся проницаемость выражается формулой:

$$K_a = D_k \frac{\mu}{P} (14)$$

Где  $D_k$ —коэффициент диффузии Кнудсена.

### Течение газов в матрице сланцев

В соответствии с представленными в работе [16] геологическими и геохимическими данными разрабатываемых газосланцевых месторождений в США пластовая температура газосланцевых месторождений находится в диапазоне между 23,89°С—93,33°С, давление газосланцевых месторождений находится в диапазоне между 2,8МПа—27,6МПа, и как указано в работе [17], в матрице сланцев средний диаметр пор находится в диапазоне между 0,005 мкм —0,1 мкм. В этой работе, при допущении, что сланцевый газ полностью состоит из метана, вычислены числа Кнудсена для течения газов в матрице сланцев с порами размером с 0,005мкм до 0,1мкм при обыкновенных условиях давления и пластовой температуры газосланцевых месторождений в целях определения возможных режимов течения газов в матрице сланцев на протяжении всего периода разработки газосланцевых месторождений.

Таблица 2. -Кп при различных давлений и диаметрах поры

Диаметр поры(нм) Давление (МПа)	$\sigma_{\text{methane}}=0,4\text{нм}[8], T=24^\circ\text{C}$										
	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	105
0,1	11,539	3,846	2,308	1,648	1,282	1,049	0,888	0,769	0,679	0,607	0,549
0,5	2,308	0,769	0,462	0,330	0,256	0,210	0,178	0,154	0,136	0,121	0,110
1,0	1,154	0,385	0,231	0,165	0,128	0,105	0,089	0,077	0,068	0,061	0,055
1,5	0,769	0,256	0,154	0,110	0,085	0,070	0,059	0,051	0,045	0,040	0,037
2,0	0,577	0,192	0,115	0,082	0,064	0,052	0,044	0,038	0,034	0,030	0,027
2,5	0,462	0,154	0,092	0,066	0,051	0,042	0,036	0,031	0,027	0,024	0,022
3,0	0,385	0,128	0,077	0,055	0,043	0,035	0,030	0,026	0,023	0,020	0,018
5,0	0,231	0,077	0,046	0,033	0,026	0,021	0,018	0,015	0,014	0,012	0,011
7,0	0,165	0,055	0,033	0,024	0,018	0,015	0,013	0,011	0,010	0,009	0,008
9,0	0,128	0,043	0,026	0,018	0,014	0,012	0,010	0,009	0,008	0,007	0,006
11,0	0,105	0,035	0,021	0,015	0,012	0,010	0,008	0,007	0,006	0,006	0,005
13,0	0,089	0,030	0,018	0,013	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005	0,005	0,004
15,0	0,077	0,026	0,015	0,011	0,009	0,007	0,006	0,005	0,005	0,004	0,004
17,0	0,068	0,023	0,014	0,010	0,008	0,006	0,005	0,005	0,004	0,004	0,003
19,0	0,061	0,020	0,012	0,009	0,007	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003
21,0	0,055	0,018	0,011	0,008	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003
23,0	0,050	0,017	0,010	0,007	0,006	0,005	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002
25,0	0,046	0,015	0,009	0,007	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002
27,0	0,043	0,014	0,009	0,006	0,005	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002
29,0	0,040	0,013	0,008	0,006	0,004	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002

Таблица 3. - Кп при различных давлений и диаметрах поры

Диаметр поры (нм) Давление (МПа)	$\sigma_{\text{methane}}=0,4\text{нм}[8], T=93^\circ\text{C}$										
	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	105
0,1	14,218	4,739	2,844	2,031	1,580	1,293	1,094	0,948	0,836	0,748	0,677
0,5	2,844	0,948	0,569	0,406	0,316	0,259	0,219	0,190	0,167	0,150	0,135
1,0	1,422	0,474	0,284	0,203	0,158	0,129	0,109	0,095	0,084	0,075	0,068
1,5	0,948	0,316	0,190	0,135	0,105	0,086	0,073	0,063	0,056	0,050	0,045
2,0	0,711	0,237	0,142	0,102	0,079	0,065	0,055	0,047	0,042	0,037	0,034
2,5	0,569	0,190	0,114	0,081	0,063	0,052	0,044	0,038	0,033	0,030	0,027
3,0	0,474	0,158	0,095	0,068	0,053	0,043	0,036	0,032	0,028	0,025	0,023
5,0	0,284	0,095	0,057	0,041	0,032	0,026	0,022	0,019	0,017	0,015	0,014

7,0	0,203	0,068	0,041	0,029	0,023	0,018	0,016	0,014	0,012	0,011	0,010
9,0	0,158	0,053	0,032	0,023	0,018	0,014	0,012	0,011	0,009	0,008	0,008
11,0	0,129	0,043	0,026	0,018	0,014	0,012	0,010	0,009	0,008	0,007	0,006
13,0	0,109	0,036	0,022	0,016	0,012	0,010	0,008	0,007	0,006	0,006	0,005
15,0	0,095	0,032	0,019	0,014	0,011	0,009	0,007	0,006	0,006	0,005	0,005
17,0	0,084	0,028	0,017	0,012	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004
19,0	0,075	0,025	0,015	0,011	0,008	0,007	0,006	0,005	0,004	0,004	0,004
21,0	0,068	0,023	0,014	0,010	0,008	0,006	0,005	0,005	0,004	0,004	0,003
23,0	0,062	0,021	0,012	0,009	0,007	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003
25,0	0,057	0,019	0,011	0,008	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003
27,0	0,053	0,018	0,011	0,008	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003
29,0	0,049	0,016	0,010	0,007	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002

Вычисленные числа Кнудсена течения газов представлены в таблицах 2, 3. Как видно в таблицах 2,3, число Кнудсена находится в диапазоне с 0.002 до 14.218, т.е. в матрице сланцев все режимы течения газов могут появляться, однако, за исключением крайних случаев ( $P = 0,1$  МПа,  $d = 5$  нм), число Кнудсена меньше 5, т.е. переходный режим, континуальный режим и континуальный режим с граничными условиями проскальзывания являются основными режимами течения в матрице сланцев. Кроме того, с ростом диаметра поры режим течения меняется с переходного на континуальный (например, в случае  $P = 7$  МПа,  $T = 24$  °С), т.е. при обыкновенных условий газосланцевых месторождений в матрице сланцев с неравномерным распределением пор и каналов разнообразные режимы течения газов могут сосуществовать.

#### Математическая модель течения газов в матрице сланцев

Некоторые представленные в литературах изображения сланцев показаны в рисунках 1-3[18][19]. Как видно в рисунках 1-3, размеры пор в поперечном сечении матрицы сильно различаются, следовательно, при моделировании течения газов в матрице сланцев необходимо учитывать возможность сосуществования разнообразных режимов течения газов.

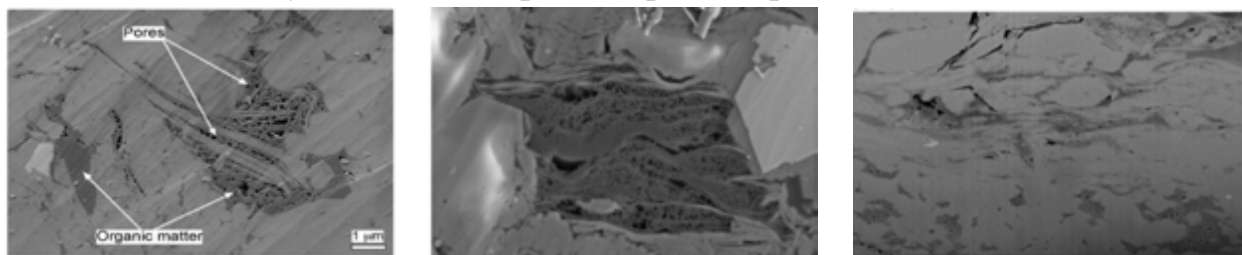


Рисунок 1-3-изображения

По представленным изображениям сланцев считаем площадь поперечного сечения поры круглым. Согласно предложенной модели Перселлом [20], кажущаяся проницаемость матрицы сланцев равняется арифметическому среднему значению кажущейся проницаемости пор с различными диаметрами:

$$k_a = \frac{\phi}{\tau^2} \sum_{i=1}^N k_{ai} \frac{V_i}{V_\phi} \quad (15)$$

Где  $\Phi$ —пористость,  $\tau$ —извилистость,  $V_i$ —объем поры,  $V_\Phi$ — общий объем пустот.

Предлагаем применять уравнение Клинкенберга для моделирования течения газов в континуальном режиме, континуальном режиме с граничными условиями проскальзывания и переходном режиме и уравнение Клинкенберга с поправкой модели Кнудсеновской диффузии для свободномолекулярного режима.

Ниже приведем анализ ошибок:

В континуальном режиме  $K_n \leq 0.01$ , из уравнения 9 получена относительная ошибка вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкенберга:  $w = |k_e - k_a|/k = 8K_n \leq 0.08$ ; в континуальном режиме с граничными условиями проскальзывания  $0.01 < K_n \leq 0.1$ , относительная ошибка равна 0.

В переходном режиме  $0.1 < K_n < 10$ , из уравнений 9, 12 получена относительная ошибка вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкенберга:

$$w = \frac{|k_e - k_a|}{k_a} = \frac{\left| \left[ 1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4 \times (2K_n)^{0.4}) 2K_n \right] \left[ 1 + \frac{4 \times 2K_n}{1 + 2K_n} \right] - (1 + 8K_n) \right|}{\left[ 1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4 \times (2K_n)^{0.4}) 2K_n \right] \left[ 1 + \frac{4 \times 2K_n}{1 + 2K_n} \right]}, K_n = \frac{\lambda}{d} \quad (16)$$

$w$  является функцией от  $K_n$ , в рисунках 4 представлена кривая функции  $w$ . Как видно в рисунках 4, среднее значение  $w$  равно 0,34, максимум—0,37. Когда  $K_n$  находится в диапазоне 0,1—0,4, максимальное  $w$  составляет 0,205, и среднее значение—0,161. Когда  $K_n$  находится в диапазоне 0,4—10, максимальное  $w$  равно 0,37, и среднее значение—0,34. Ниже рассмотрим ошибку применения уравнения Клинкенберга для вычисления кажущейся проницаемости в переходном режиме когда  $K_n$  находится в пределах 0,4—10.

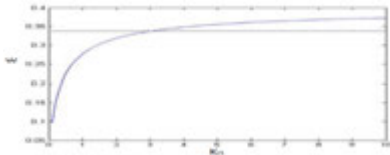


Рисунок 4. Кривая функции  $w$

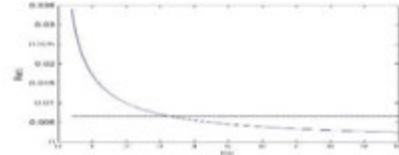


Рисунок 5. Кривая функции

$$\frac{|\Delta k|}{k_{K_n=0.1}}$$

Из уравнений 1, 6 получено  $k_\infty = \lambda^2 / 32K_n^2$  (17), при определенных давлении и температуре  $\lambda$  является константой, тогда  $\frac{|\Delta k|}{k_{K_n=0.1}} =$

$$\left(\frac{0.1}{K_n}\right)^2 \frac{\left| \left[ 1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4 \times (2K_n)^{0.4}) 2K_n \right] \left[ 1 + \frac{4 \times 2K_n}{1 + 2K_n} \right] - (1 + 8K_n) \right|}{\left[ 1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4 \times (0.2)^{0.4}) \times 0.2 \right] \left[ 1 + \frac{4 \times 0.2}{1 + 0.2} \right]} \quad (18)$$

является функцией от  $K_n$ . Как видно из рис.5 когда  $K_n$  находится в пределах 0,4—10, максимум функции равен 0,034, и среднее значение функции—0,0066, оба значения являются маленькими.

Обозначаем кажущуюся проницаемость пор, в которых режим течения является переходным ( $0,4 \leq K_n \leq 10$ ) через  $A$ , кажущуюся

проницаемость пор, в которых режим течения является континуальным или континуальным с граничными условиями проскальзывания через В, соотношение объема пор ( $V_A/V_B$ ) через  $x$ , абсолютную ошибку кажущейся проницаемости в переходном режиме ( $0.4 \leq K_n \leq 10$ ) через  $\Delta$ . С учетом того, что при определенных температуре и давлении  $k_{K_n=0.1}$  является минимумом значений В, можно получить  $\Delta/B \leq 0.034, \Delta/A \leq 0.37$ . Тогда соотношение абсолютной ошибки вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкенберга в переходном режиме ( $0.4 \leq K_n \leq 10$ ) к общей кажущейся проницаемости:

$$\frac{\Delta x}{Ax+B} \leq \frac{x}{\frac{x}{0.37} + \frac{1}{0.034}} = f(x) \quad (19)$$

Из вышеизложенной формулы получено, что когда  $x$  меньше 12,8, значение  $f(x)$  меньше 0,2.

Вводя средние значения т.е.  $\Delta/B \leq 0.0066, \Delta/A = 0.34$ , получим:

$$\frac{\Delta x}{Ax+B} \leq \frac{x}{\frac{x}{0.34} + \frac{1}{0.0066}} = f_{ave}(x) \quad (20)$$

Тогда, когда  $x$  меньше 73,6, значение  $f(x)$  меньше 0,2.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что несмотря на то, что максимум относительной ошибки вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкенберга в переходном режиме достигает 0,37, величина абсолютной ошибки мала, и когда соотношение объема пор, в которых  $0.4 \leq K_n \leq 10$  к объему пор, в которых  $K_n \leq 0.1$  меньше 12,8~73,6, по сравнению с величиной кажущейся проницаемости всей матрицы сланцев, относительное отклонение будет меньше 0,2.

В свободномолекулярном режиме  $K_n \geq 10$ , из уравнений 1,3,14, 15 получено:

$$D_k \frac{\mu}{P} = \frac{d}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \frac{\mu}{P} = \frac{4d^2 K_n}{3\pi} \quad (21)$$

$$\frac{k_e}{k} = \frac{\frac{r^2}{8}(1+8K_n)}{\frac{4d^2 K_n}{3\pi}} = \frac{3\pi}{128K_n} + \frac{3\pi}{16} \quad (22)$$

Когда  $K_n$  колеблется в пределах от 10 до 100, значение  $k_e/k$  колеблется в пределах от 0,5964 до 0,5898, и видим из таблицы 2 и 3, что при обыкновенных условиях газосланцевых месторождений  $K_n$  не превышает 15, поэтому считаем значение  $k_e/k$  постоянным равным 0,596 ( $K_n=10$ ). Тогда предлагаем применять уравнение Клинкенберга с поправкой модели Кнудсеновской диффузии для вычисления кажущейся проницаемости в этом режиме:

$$k_e = k_\infty(1 + 8K_n) + (1 - 0.596) \times D_k \frac{\mu}{P} \quad (23)$$

С учетом того, что для газосланцевых месторождений  $K_n$  в основном колеблется между 10 и 15, формула 23 упрощена следующим образом:

$$k_e = k_\infty(1 + 8K_n) + (1 - 0.596) \times D_{k,k_n=10} \frac{\mu}{P} \quad (24)$$

Относительная ошибка вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкаберга с поправкой модели Кнудсеновской диффузии:

$$w = \frac{|k_e - k|}{k} = \frac{|0.596k + 0.404D_{k,k_n=10} \frac{\mu}{P} - k|}{k} = \frac{|0.404(D_{k,k_n=10} \frac{\mu}{P} - D_{k,P} \frac{\mu}{P})|}{D_{k,P} \frac{\mu}{P}} \leq \frac{0.404(d_{K_n=10} - d_{K_n=15})}{d_{K_n=15}} = 0.202 \quad (25)$$

На основе вышеизложенного анализа можно сделать следующие выводы: возможно применять уравнение Клинкаберга для описания течения газов в Континуальном режиме и Континуальном режиме с граничными условиями проскальзывания и относительная ошибка меньше 0,08; в переходном режиме, в большинстве случаев соотношение абсолютного отклонения вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкаберга к кажущейся проницаемости всей матрицы сланцев меньше 0,2; в свободномолекулярном режиме, с учетом того, что  $K_n$  в основном не превышает 15, относительная ошибка вычисленной кажущейся проницаемости по уравнению Клинкаберга с поправкой модели Кнудсеновской диффузии меньше 0,2. Следовательно, предлагаемая идея является целесообразной и относительная ошибка этой идеи прогнозируется менее чем 20%.

На основе капиллярной модели, уравнение Клинкаберга переформулируется следующим образом:

$$k_a = k_\infty \left(1 + \frac{b}{P}\right) = k_\infty \left(1 + \frac{4\lambda}{r}\right) = \frac{r^2}{8} + \frac{r\lambda}{2} = k_\infty + \frac{r\lambda}{2} \quad (26)$$

За счет вышеизложенного уравнения кажущаяся проницаемость линейно связана с абсолютной проницаемостью и радиусом пор.

Из приведенного выше анализа, арифметическая средняя кажущаяся проницаемость матрицы сланцев с неравномерным распределением пор в поперечном сечении выражена:

$$\overline{k_a} = \overline{k_\infty} + \frac{\phi \bar{r} \lambda}{2\tau^2} + 0.404a \frac{\phi}{\tau^2} D_{k,k_n=10} \frac{\mu}{P} = \overline{k_\infty} + \frac{\phi \bar{r} \lambda}{2\tau^2} + 0.404a \frac{\phi}{\tau^2} \frac{d_{K_n=10}}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \frac{\mu}{P} \quad (27)$$

Где  $\overline{k_\infty}$  — абсолютная проницаемость матрицы,  $\bar{r}$  — средний радиус пор,  $a$  — доля пор с диаметром  $d \leq d_{K_n=10}$ ,  $d_{K_n=10}$  определяется по уравнению  $K_n = \lambda/d_{K_n=10} = 10$  (28).

### Заключение

В этой работе, разработана математическая модель течения газов в матрице сланцев. Эта модель объединяет вклады разнообразных режимов течения и позволяет определение кажущейся проницаемости матрицы сланцев по стандартным экспериментальным данным анализа керна (среднему диаметру пор, распределению пор по размеру и т.д.).

## Список использованных литературных источников

1. Bird, G.A., Molecular Gas Dynamics and the Direct Simulation of Gas Flows; Oxford University Press, Oxford, UK, 1994.
2. Hadjiconstantinou, N.G., The Limits of Navier-Stokes Theory and Kinetic Extensions for Describing Small-Scale Gaseous Hydrodynamics; Physics of Fluids, Vol. 18, No. 11, pp. 111301-111320, November 2006.
3. Klinkenberg, L. J.: 1941, The permeability of porous media to liquids and gases, Drilling and Production Practice, American Petroleum Inst., pp. 200–213.
4. Ziarani, A. S., and Aguilera, R.: 2012, Knudsen's Permeability Correction for Tight Porous Media, Transport in Porous Media, Volume 91, Issue 1, pp 239-260
5. Adzumi. H.: "Studies on the Flow of Gaseous Mixtures through Capillaries-III: The Flow of Gaseous Mixtures at medium pressures." Bull.,Chern. Soc. Japan (1937) 12. No.6, 292-303.
6. Liu, Q., Shen, P., and Yang,P. Pore Scale Network Modeling of Gas Slippage in Tight Porous Media. In Fluid Flow and Transport in Porous Media: Methemathical and Numerical Treatment: Proceedings of an AMS-IMS-SIAM Joint Summer Research Conference on Fluid Flow and Transport in Porous Media: Mathematical and Numerical Treatment, 17-21 June 2001, South Hadley, Massachusetts, ed. Z. Chen and R.E. Ewing, Contemporary Mathematics, Vol. 295, 367-375. Providence, Rhode Island, American Mathematical Society, 2002. <http://dx.doi.org/10.1090/conm/295>.
7. Mohammad R. Rahmanian, Roberto Aguilera, and Apostolos Kantzas. Model based on pore-level studies of tight gas formations, SPE Journal: SPE 149223, February 2013.
8. Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. JCPT, 2007,46(10): 55-61.
9. Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and Silstone). J.of Canadian Petroleum Tech., v. 48, pp.16-21, 2009.
- 10.H. Singh, F. Javadpour, A. Ettehadtavakkol, and H. Darabi, Nonempirical Apparent Permeability of Shale, SPE Reservoir Evaluaition&Engineering: SPE 170243, August 2014.
- 11.Beskok, A., Karniadakis, G.E.:Amodel for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales.Nanoscale Microscale Thermophys. Eng. 3, 43–77, 1999.
12. Mi Lidong,Jiang Hanqiao,Li Junjian,etal.. Mathematical characterization of permeability in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 928-934.

13. Heidemann, R.A., Jeje, A.A. and Mohtadi, F., *An Introduction to the Properties of Fluids and Solids*; University of Calgary Press, Calgary, AB, 1984.
14. Loeb, L.B.: *The kinetic theory of gases*, 2Ed. McGraw-Hill Co. Inc., New York, 1934.
15. Adzumi. H.: "Studies on the Flow of Gaseous Mixtures through Capillaries-II: The Molecular Flow of Gaseous Mixtures." *Bull., Chern. Soc. Japan* (1937) 12. No.6, 285-91.
16. John B. Curtis. *Fractured shale-gas systems*. AAPG Bulletin, v. 86, no. 11 (November 2002), pp. 1921–1938.
17. Philip H. Nelson. *Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shale*. The American Association of Petroleum Geologists. DOI:10.1306/10240808059, 2009.
18. Ambrose, R.J., Hartman, R.C., Diaz-Campos, M. et al. *New Pore-scale Considerations in Shale Gas in Place Calculations*. Paper SPE 131772 presented at the SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 23-25 February, 2010.
19. Wang, F.P. and Reed, R.M. *Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales*. Paper SPE 124253 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 4-7 October, 2009.
20. W. R. Purcell. *Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury And The Calculation Of Permeability Therefrom*. *Petroleum Transactions, Aime*, February, 1949.



**КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА  
ПРИ ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН.  
COMPLEX TECHNOLOGY OF INTENSIFYING THE INFLOW IN THE  
DEVELOPMENT AND REPAIR OF WELLS**

Купавых К.С., Петров А.А., Подпоркин В.В.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При эксплуатации любого месторождения углеводородов благоприятные условия и высокие коэффициенты нефтеотдачи обусловлены продуктивностью пласта. Традиционные методы вызова притока, основанные на принципе снижения давления в скважине за счет уменьшения плотности жидкости или ее уровня, не всегда дают возможность получения необходимой величины депрессии. Для притока пластового флюида используют такие методы освоения скважин в осложненных условиях, как кислотная обработка, свабирование, гидроразрыв пласта, а также торпедирование, плазменно-импульсное воздействие и т. д.

Доля энергетической составляющей в себестоимости проведения технологической операции может достигать 60 %. Поэтому при выборе способа обработки призабойной зоны пласта необходимо особое внимание уделять энергетической и экономической эффективности применяемого метода.

Перспективным направлением разработки методов интенсификации притока в условиях залегания низкопродуктивных пластов следует считать путь интеграции гидроимпульсных воздействий на пласт с химическими и тепловыми факторами. При многократно повторяющихся гидроударах в совокупности с нагнетанием кислотных растворов, применяемых в качестве расклинивающей жидкости, постепенно увеличивается глубина и раскрытость трещин, а, следовательно, облегчаются условия проникновения кислотного раствора в слабопроницаемый пласт.

С целью увеличения размеров трещин целесообразно применение их «расхаживания» путем периодического чередования роста и уменьшения скорости движения и давления нагнетания жидкости разрыва. В начальный момент раскрытия трещины к точкам минимальной прочности прикладывается сфокусированная энергия, способствующая дальнейшей деформации породы.

Особенность предлагаемого решения поставленной задачи заключается в том, что вместо приложения высокого давления ПЗП подвергаются сериям коротких ударов, при которых жидкость не успевает фильтроваться в образующиеся трещины и увеличивать их длину.

Короткие удары способствуют развитию прилегающих трещин, выкрашиванию породы, образованию каверны вокруг призабойной зоны и увеличению ее эффективного радиуса.

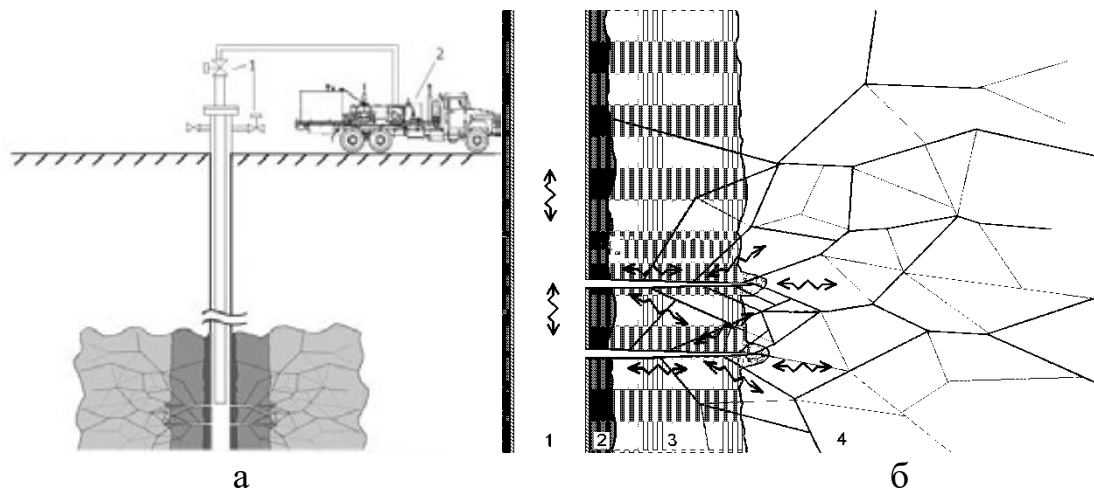


Рисунок 1. а) Комплексная технология гидродинамического воздействия: 1 – задвижки с пневмоприводом; 2 – АНЦ-320.

б) Трещинообразование при гидродинамическом воздействии: 1 – колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – зона кольматации; 4 – «чистый пласт».

Энергия движущейся многотонной массы жидкости оказывает воздействие как на ПЗП, так и на массив пласта. Колебания с частотой менее одного герца имеют малое затухание, поэтому периодические изменения забойного давления передаются в виде волн низкой частоты по простиранию пластов и способствует перераспределению напряжений в массиве, что положительно влияет на флюидоотдачу.

Результаты воздействия на пласт, из которых следует, что при гидродинамическом воздействии на пласт развивается система существующих трещин и образуются новые, что увеличивает проницаемость пласта и дебит скважины, представлены на рисунке 1,б.

Технология гидродинамического воздействия на пласт выгодно отличается от альтернативных подходов именно в плане энергетических затрат. Применение методики не требует высокопроизводительного оборудования и дорогостоящей техники. Первоначальное воздействие возможно увеличить в 4–5 раз при обработке требуемого участка пласта, что значительно сокращает потребности в мощности приводящего агрегата.

Построена математическая модель для исследования взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости. Передача давления к пласту осуществляется импульсами, создаваемыми на свободной поверхности жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) путем кратковременного открытия задвижки на устье скважины. При такой передаче мощности интенсивность воздействия на пласт определяется не только амплитудой, но и частотой изменения давления во времени, а также формой импульса, т.е. законом изменения давления по времени [4,7].

Исходя из известных уравнений неразрывности Сен-Венана [2] и решения предельной задачи Коши [6], была получена зависимость перепада давления на забое от начального давления и количества ударов на устье.

$$\Delta p = \pm 4n\pi EK \frac{2n-1}{2n} = 2\pi P_0(2n-1) \quad (1)$$

Если ударные волны посылают от устья скважины и чередовать их с проходящими и отраженными, то происходит сложение прямых и отраженных волн, перемещающихся по скважине и образование волн повышенного давления. Сложение двух волн способствует увеличению перепада давления с 60 до 180 атм (в 3 раза), а трех позволяет увеличить перепад давления до 320 атм (в 5,3 раза) (рисунок 2).

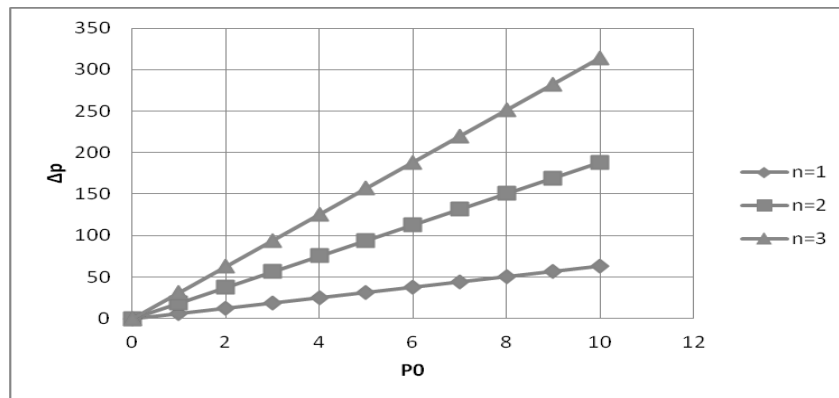


Рисунок 2. Зависимость перепада давления от начального давления и частоты ударов на устье

Комплексная технология гидродинамического воздействия на ПЗП подразумевает использование двух жидкостей – кислотный состав в нижней части ствола скважины и техническую воду в верхней. В этой связи необходимо оценить влияние вязкости указанных технологических жидкостей на перепад давления на забое, поскольку этот показатель у кислоты почти в 1,7 раза больше, чем у воды.

Исходя из модели течения вязкой жидкости (модель Максвелла) [5] была получена зависимость изменения скорости движения при достижении ударной волной забоя скважины от количества рабочей жидкости находящейся в скважине и ее динамической вязкости. С увеличением начального давления на устье, давление на забое увеличивается по степенной зависимости, причем с увеличением вязкости рабочей жидкости перепад давления также возрастает. Кроме того, анализ полученных зависимостей показывает, что увеличение объема рабочей жидкости на забое приводит к увеличению давления. Таким образом, при увеличении столба рабочей жидкости на забое, необходимо повышать ее вязкость.

Так как в реальных условиях не представляется возможным измерить глубину и величину проникающей в пласт ударной волны, был разработан экспериментальный стенд для физического моделирования технологических операций при обработке пласта представленный на рисунке 3.

Поскольку аналитические исследования [1] показывают, что перепад давления на забой не зависит от диаметра скважины, то диаметр модели ствола скважины был принят 16 мм в соответствие с диаметром шланга высокого давления.

Порядок проведения эксперимента был следующим, с помощью редуктора выставлялось давление в 0,5, 1 и 2 МПа и измерялось импульсное давление гидроудара. В каждой точке производилось не менее трех измерений для каждого заданного на редукторе давления, затем рассчитывалось среднее значение измерений. Все измерения фиксировались на диаграмме пишущего манометра. На основании полученных данных строились графики распространения ударной волны в воде, при помощи которых можно определить ее характер.

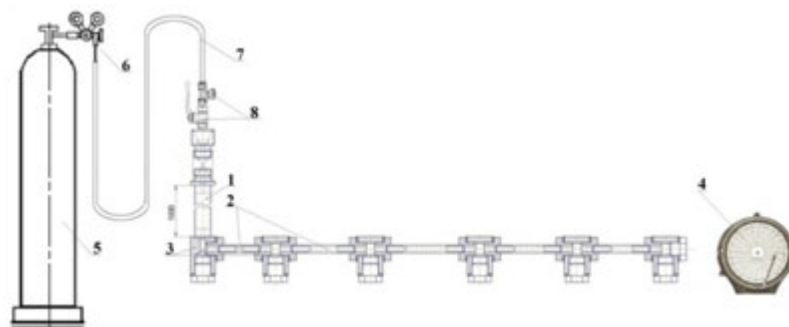


Рисунок 3. Схема физической модели гидродинамического воздействия: 1. Трубки диаметром 16 мм, имитирующие скважину. 2. Трубки малого диаметра (внутренний диаметр 2,4 и 6 мм) с длиной секции 1 м, имитирующие капилляры продуктивного пласта. 3. Соединительные тройники, устанавливаются на искусственном забое и между каждой секцией труб малого диаметра. 4. Скважинный манометр «M/D Totco». 5. Газовый баллон высокого давления с азотом. 6. Газовый редуктор. 7. Шланг высокого давления длиной 2 м. 8. Шаровые краны для подачи ударного импульса и стравливания давления.

Часть результатов экспериментов, проведенных по описанной выше методике, представлены на рисунке 4.

На основании экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

1. С уменьшением диаметра капилляра пиковые значения давлений гидроудара увеличиваются до определенного значения, затем импульс затухает, т.е. происходит увеличение импульсного давления по мере

удаления от забоя в пласт. Высокое значение импульса давления в трещинах пласта увеличивает проницаемость призабойной зоны, развивая систему трещин.

2. Графики показывают, что с уменьшением диаметра трубки увеличивается расстояние максимального значения импульса давления от забоя. При диаметре трубки 2 мм максимальное значение давления находится на расстоянии 4 метра от искусственного забоя, при диаметре 6 мм - 3 метра.

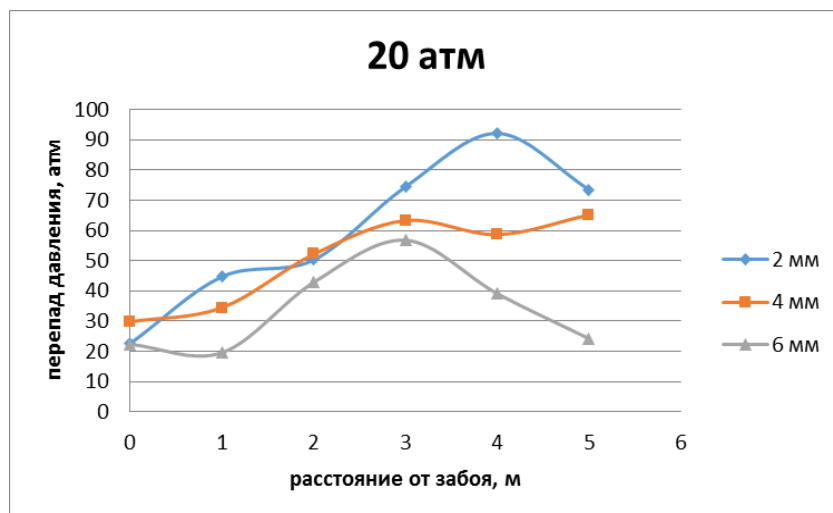


Рисунок 4. Характер распространения ударной волны при начальном давлении на редукторе 20 атм

Для подтверждения полученных результатов были проведены эксперименты с трубкой 2 мм на укороченной модели (4 метра).

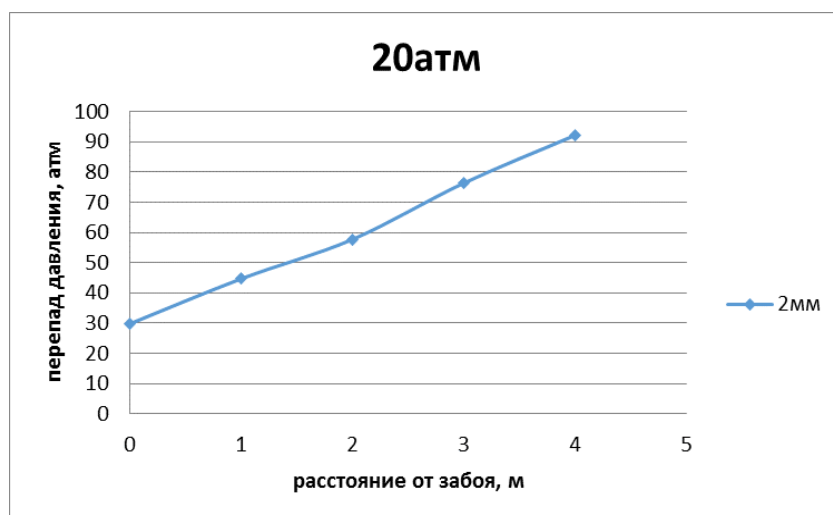


Рисунок 5. Характер распространения ударной волны в укороченной модели (диаметр трубки 2 мм) при начальном давлении на редукторе 20 атм

Из графиков на рисунке 5 очевидно, что результаты повторяются, и пиковые значения давления гидроудара находятся на удалении 4 метров от

искусственного забоя. Что позволяет исключить эффект окончания модели.

Для изучения влияния глубины скважины и характера нарастания амплитуды давления был проведен еще ряд экспериментов, часть из них представлена и на рисунках 6 - 9.

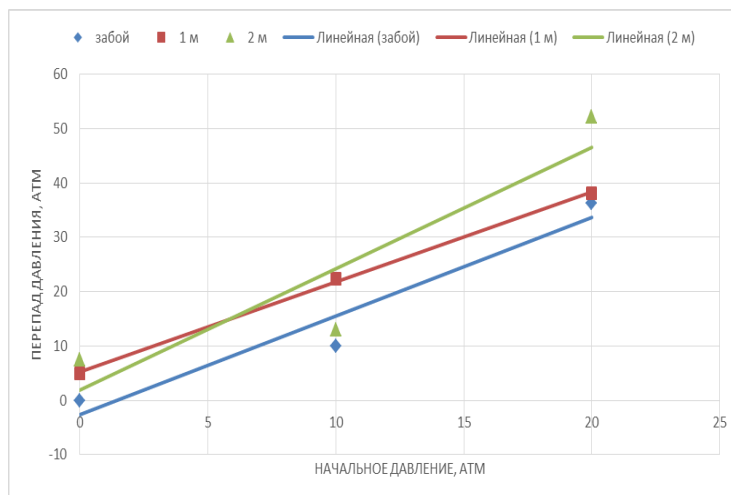


Рисунок 6. Экспериментальная зависимость изменения давления от величины удаления от забоя точек замера и начального давления на устье (размер модели ствола скважины 0,5 м)

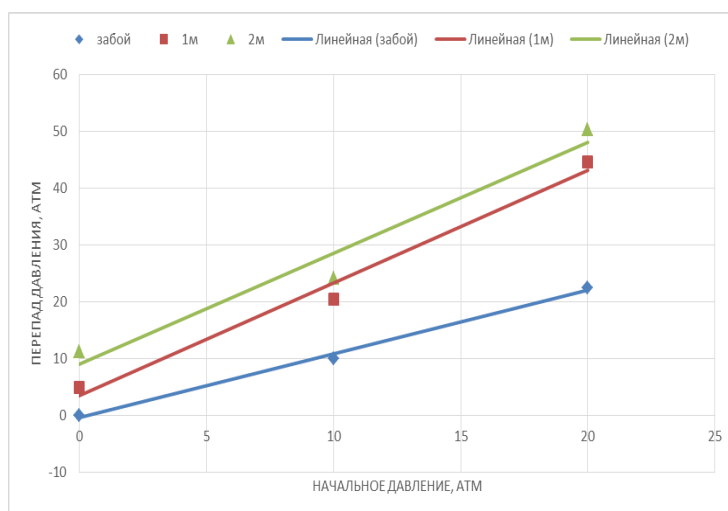


Рисунок 7. Экспериментальная зависимость изменения давления от величины удаления от забоя точек замера и начального давления на устье (размер модели ствола скважины 1,0 м)

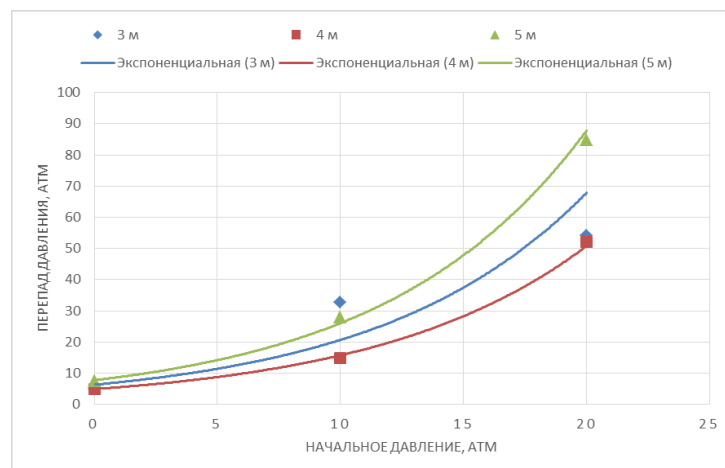


Рисунок 8. Экспериментальная зависимость изменения давления от величины удаления от забоя точек замера и начального давления на устье (размер модели ствола скважины 0,5 м)

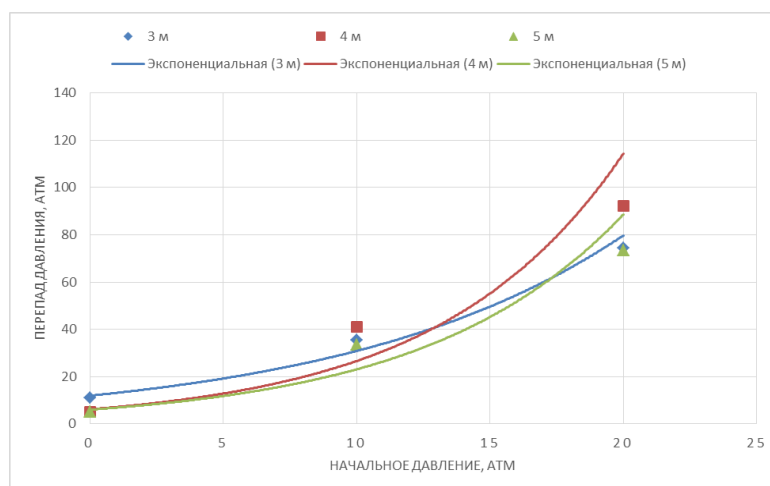


Рисунок 9. Экспериментальная зависимость изменения давления от величины удаления от забоя точек замера и начального давления на устье (размер модели ствола скважины 1,0 м)

Анализ полученных экспериментальных зависимостей представленных на рисунках 6-9 показывает, что по мере удаления точек замера давления от забоя модели скважины, наблюдается прямолинейная зависимость его роста с постепенным переходом в экспоненциальную, независимо от начального давления на устье. При этом максимум перепада давления по отношению к устьевому, находится в пределах (92 атм при начальном давлении 20 атм, и размера модели скважины 1 метр и в точке замера, удаленной от забоя на 4 метра). Кроме того, из графиков следует, что с увеличением размеров модели ствола скважины, перепад давления во всех точках замера возрастает также с начала прямолинейно, а затем по экспоненте. Также с увеличением размеров модели незначительно возрастает значение перепада давления, что позволяет сделать вывод об эффективном применении гидродинамического воздействия даже в неглубоких скважинах.

Кроме того были проведены исследования ингибирующей способности различных ПАВ в кислотном составе.

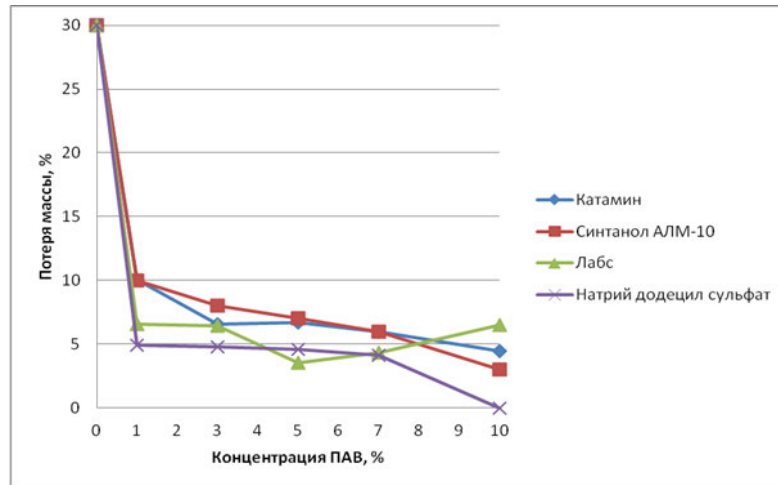


Рисунок 10. Изменение массы растворяемых образцов при исследовании кислотных составов

Тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом.

Образцы керна помещались в кислотный раствор с различным содержанием ПАВ, затем они извлекались и просушивались в течении суток, а после взвешивания рассчитывалась потеря массы образцов (%).

Из рисунка 10 видно, что при концентрации ПАВ в растворе до 1% наблюдается резкое замедление растворимости, а дальнейшее увеличение концентрации не даёт существенного эффекта.

На втором этапе исследования оценивалось влияние времени обработки образцов. Результаты представлены на рисунке 11.

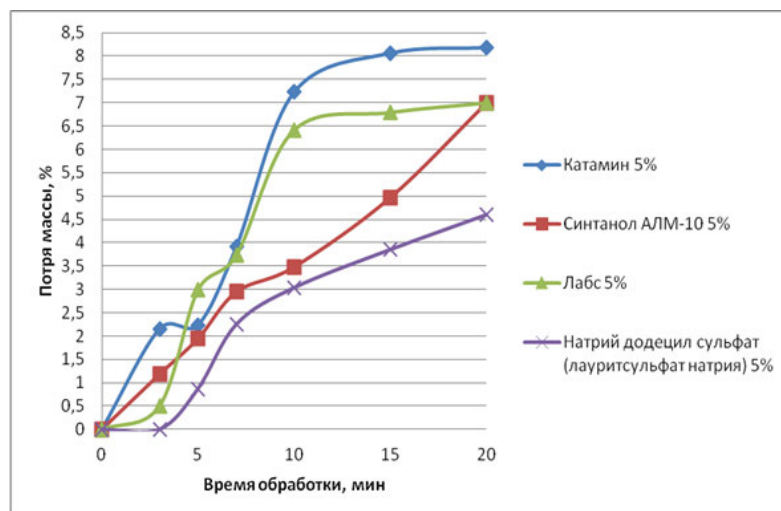


Рисунок 11. Изменение массы образцов в зависимости от времени обработки



Как видно из графиков, ЛАБС и катамин к 10 минутам практически нейтрализуют действие кислоты, что может негативно сказаться на глубине проникновения кислотного состава в пласт. Додецилсульфат натрия напротив в начале обработки отрицательно сказывается на растворяющей способности кислотного состава, но затем график выравнивается и становится практически линейным, а Синтанол АЛМ-10 показывает наиболее стабильные результаты.

Результаты лабораторных исследований позволяют сделать выводы:

1) Добавление в кислотный состав ПАВ в качестве замедлителя позволяет сократить количество кислоты для обработки призабойной зоны пласта. Воздействие происходит более глубоко и равномерно в породу пласта, что в свою очередь положительно влияет на коллекторские свойства.

2) Из всех исследуемых составов наиболее стабильные результаты показала композиция кислоты с добавлением Синтанола АЛМ-10.

Полезные свойства гидродинамического развития заключаются в следующем:

- в отличие от постепенного нагнетания давления жидкости, которое приводит к раскрытию существующих трещин, гидродинамическое воздействие создает новую сеть трещин, что открывает возможность дополнительного дренажа в пласте;

- гидродинамическое воздействие инициирует большие кратковременные давления, которые нельзя создать при стационарном течении жидкости в силу ограничений по давлению насосных агрегатов и колонны НКТ:

- нет необходимости в использовании большого количества мощных насосных агрегатов и обеспечении большого расхода жидкости;

- не требуется применение проппанта, а также специальной, отдельно закачиваемой жидкости для разрыва, а также жидкости - песконосителя, которая необходима для транспортирования расклинивающего материала:

- улучшает условия последующего вызова притока пластового флюида в скважину.

### **Экономическая часть**

Оценка экономической эффективности гидродинамического воздействия приводится для нефтяной скважины, в условиях которой была применена данная технология. Дебит скважины – 4,5 т/сут.

Объем добычи нефти эффективного действия технологии составил 720 тонн [3].

Экономическую эффективность данных технологий приведем в виде таблицы 1.

Таблица 1.- Экономическая эффективность технологий

Технология	Объем добычи (баррель)	Сумма от продажи нефти, тыс. руб	Стоимость операции, тыс. руб	Индекс доходности, руб/руб
Комплексная технология гидродинамического воздействия	5241,6	17 009	442	38,47

Примечание: расчёт произведен исходя из стоимости барреля нефти 59\$, индекс доходности определяется отношением суммы от продажи нефти к стоимости операции.

При доходе от обработки одной скважины в 66 тыс.руб. (15% норма прибыли по схожим работам) и объемах обработок около 17 скв/месяц, валовая прибыль за год составит 14,1 млн.руб.

#### Список использованных литературных источников

1. Азимов Р.А. Комплексная характеристика гидродинамических явлений с учетом особенностей геологической структуры / Р.А. Азимов, Г.И. Коршунов, Ю.Н. Приходько // Народное хозяйство Республики Коми. - 1998. – № 2. – с.23-26.
2. Барашков В.Н. Основы теории упругости: учебное пособие / В.Н. Барашков, И.Ю. Смолина, Л.Е. Путеева, Д.Н. Песцов. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2012. – 184 с.
3. Купавых К.С. Обоснование и разработка комплексной технологии освоения и ремонта скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Купавых Кирилл Сергеевич; Национальный минерально–сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, 2015. - 20 с.
4. Леонов М.Я. Развитие мельчайших трещин в твердом теле / М.Я. Леонов, В.В. Панасюк // Прикладная математика и механика. - 1959. - №5. - с.391-401.
5. Максвелл Дж. К. Материя и движение / Дж. К. Максвелл. — М.—Ижевск: РХД, 2001. – 178 с.
6. Огун Дж. О. О преобразовании пространства начальных данных для задачи Коши с особенностями решения типа взрыва / Дж. О. Огун, Ю.Н. Орлов, В.Ж. Сакбаев // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. - 2012. - № 87. –31 с.
7. Duval G.E. Shock waves in the study of solids / G.E. Duval // Applied Mechanics Review. - 1962. - №4. - 16 p.

# **ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ БЛОКИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ (RATIONALE FOR THE USE OF GASLIQUID LOCKING FLUID FOR REPAIRS)**

Кучин В. Н.

(научный руководитель: ассистент Нуцкова М. В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Призабойная зона добывающих и нагнетательных скважин является важнейшей областью пласта, от состояния которой во многом зависят условия фильтрация и притока пластовой жидкости к забою скважины, потенциал отдельно взятой скважины и, в конечном счете, коэффициент извлечения нефти из месторождения. Основное негативное влияние на призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) оказывают технологические операции, проводимые в скважинах, и жидкости, которые при этом применяются.

При проведении ремонтных работ, направленных на повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, одной из важнейших задач является качественное глушение пласта с сохранением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны, решение которой влияет на добычные возможности скважины. Особенно сложные условия для проведения ремонтных работ создаются, когда пластовые давления в залежи падают до 0,1-0,5 от гидростатического. При пластовых давлениях на 10-15% ниже гидростатического определенный эффект был получен при применении воды, обработанной специально подобранными ПАВ. При еще более низких пластовых давлениях (порядка 0,6-0,8 от гидростатического) применение воды уже неэффективно из-за сильных поглощений и связанных с этим осложнений при освоении. В отдельных случаях скважины поглощали до 500 м<sup>3</sup> рабочей жидкости.

Анализ научно-технической литературы в области глушения скважин на месторождениях Западной Сибири, характеризующихся низкой проницаемостью коллекторов и высокими пластовыми температурами [1], показал, что глушение скважин традиционными жидкостями на основе, например, селитры или хлористого кальция, может привести к значительному уменьшению производительности добывающих скважин после глушения за счет кольматации призабойной зоны. Глушение скважин с применением блокирующих жидкостей малоэффективны в условиях высоких температур, за счет действия которых происходит термодеструкция блокирующих жидкостей, либо они не подходят по своим реологическим характеристикам для низкопроницаемых

коллекторов. Один из путей решения – временное блокирование призабойной зоны с последующим удалением блокирующей жидкости.

Анализ научно-технической литературы показал, что наибольшего эффекта при проведении ремонтных работ на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки и характеризующихся низкими пластовыми давлениями, можно добиться за счет применения эмульсионных растворов и трехфазных пен. В таблицах 1 и 2 кратко представлены характеристики составов.

Таблица 1.- Растворы для глушения и блокирования

	Где/кем разработан	Компонентный состав	Параметры	Характеризующие свойства
1	Патент РФ № 484300 [2]	смесь конденсата и ССБ в соотношении 3:1; водный раствор сульфит-спиртовой барды 38% (25-50) резиновая крошка 0,2-0,5%	плотность 0,9-0,95 г/см <sup>3</sup> СНС-80 Па·с	Высокое значение статического напряжения сдвига.
2	Патент РФ № 2255209 [3]	углеводородная основа 41-72 ациклическая кислота 6-14 каустическая сода 4-13 минеральный наполнитель-остальное	плотность эмульсии 1,02 г/см <sup>3</sup>	Недостаточно высокая эффективность применения на месторождениях с высокопроницаемыми продуктивными пластами.
3	Патент РФ № 2196164[4]	газоконденсат (5-75%); ССБ конц. 38% (25-50%); резиновая крошка (0,25-0,5%)	плотность-1030кг/м <sup>3</sup> , вязкость -42с, СНС <sub>1/10</sub> -2/3 дПа, ДНС-37,5 дПа, пластическая вязкость -129,5 мПа·с	Необратимое закупоривание порового пространства продуктивного пласта
4	Патент РФ № 2309177 [5]	КМЦ (1,5-2,0%), хлорид магния (12-18%), гидроксид натрия (10-16%), вода - остальное дополнительно сверх 100%: микросферы (25-40%), мел (3-5%)	Плотность-1300 кг/м <sup>3</sup> , вязкость -60 с, фильтрация - 6 см <sup>3</sup> , стабильность -10 мин	Обеспечение блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости (так называемых «суперколлекторов») и трещин

После завершения любых операций удаление образовавшейся фильтрационной корки является необходимым условием эффективного проведения ремонтных работ для обеспечения последующей добычи пластового флюида. Часто фильтрационная корка является плотной, имеющей прочное сцепление с пластом, не всегда полностью удаляется промывкой.

Таблица 2.- Пены для глушения

	Где/кем разработан	Компонентный состав	Характеризующие свойства
1.	Патент РФ № 1175951 [7]	Лигнин 8,0-15,0 Щелочь-0,3-5,0 КМЦ-0,2-0,6 ПАВ-0,01-0,15 Нефтепродукт-1,0-5,0 Этилендиамин-0,05-1,5 Вода -Остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ.
2.	Патент РФ № 1208192 [6]	сульфонол или ОП-10 - 1-3 Бентонит - 1-3 ПАА-0,5-0,7 КССБ-4-5-8 Пресная вода – Остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ, значительные затраты времени на освоение скважины.
3.	Патент РФ № 2183735 [8]	ПАВ-0,5 Хлористый калий-5,0 Гидроксиэтилкарбоксиметилкрахм ал-3,0-4,0 Конденсированная ССБ-0,5-1,0 Мел-3,0 Вода-остальное	Недостаточная эффективность глушения. Образуется пена с низкой кратностью.
4.	Патент РФ № 2187533 [9]	Пенообразователь-0,8-1,8 Крахмал модифицированный-5,0-7,0 Сульфатцелл-0,18-0,3 Мел технический-3,0-4,0 Алюмохлорид-1,1-1,4 Сода кальцинированная 0,6-0,8 Пресная вода - остальное	Низкая эффективность глушения.

Неэффективное блокирование пласта трехфазными пенами часто обуславливается их компонентным составом, который позволяет получить пену с невысокими структурно-механическими свойствами, не обеспечивающими возможность выдерживать высокие перепады давления, так например, перепад давления более 6 МПа вызывает быстрое разрушение пены из-за слабых сил сцепления между отдельными молекулами адсорбционного слоя. Кроме того, присутствие твердой фазы (чаще всего – глинистых частиц) способствует загрязнению призабойной зоны пласта. Тем не менее, применение пен является эффективным в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), где нет необходимости создания высоких перепадов давления [6].

Для эффективного проведения ремонтных работ необходимо обеспечить качественное глушение скважин с сохранением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны. Этого можно добиться применением жидкостей глушения, удовлетворяющих следующим требованиям: плотность определяется исходя из расчета

давления столба жидкости, превышающего пластовое в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности; должна быть химически инертна к горным породам коллектора, совместима с пластовыми флюидами и исключать необратимую коагуляцию порового пространства призабойной зоны пласта; фильтрат жидкости глушения не должен вызывать набухания глинистых частиц при любом значении рН пластовой воды; должна быть гидрофобной по отношению к коллектору за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения – пластовый флюид»; не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий; реологические свойства должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом; должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование; должна быть термостабильной и морозоустойчивой; должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной; должна быть технологична в приготовлении и использовании; технологические свойства должны регулироваться; на месторождениях с наличием сероводорода должны включать в свой состав нейтрализатор сероводорода.

Таким образом, разработка жидкости для глушения скважины, которая позволяет минимизировать движение жидкости в системе «скважина-пласт» и загрязнение призабойной зоны пласта, а также способа её удаления после проведения операций для последующей добычи, является весьма актуальной задачей.

Для качественного проведения ремонтных работ на поздней стадии эксплуатации нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, с сохранением фильтрационно-емкостных свойств пластов, необходимо применение газожидкостной блокирующей жидкости со следующими свойствами:

- плотность – менее 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- фильтрация – не более 5 см<sup>3</sup>/30 мин;
- толщина фильтрационной корки – 0,5-1,0 мм;
- водородный показатель (рН) – 7-8;
- эффективная вязкость – не менее 65 мПа·с;
- динамическое напряжение сдвига (в условиях поверхностных/забойных) – 400-1000/150-700 дПа;
- статическое напряжение сдвига (1 мин/10 мин) – не менее 15/15 дПа.

Кроме того, продуктивный горизонт может характеризоваться повышенными температурами – до 90-100°С, что вызывает необходимость применения термоустойчивых газожидкостных блокирующих жидкостей, сохраняющих свои свойства в течение нескольких недель нахождения жидкости в скважине.

Таким образом, разработка термостабильных жидкостей глушения, обладающих перечисленными свойствами, является актуальной задачей.

В таблице 3 представлены исследованные составы.

Таблица 3.- Компонентный состав исследованных растворов

Реагенты	Растворы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Биополимер	2,6 %	1,5 %	1,5 %	0,5 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,3 %
ПАВ	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,06 %	0,1 %	0,1 %	0,08 %
Утяжелитель	2,0 %	2,0 %	2,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	0,8 %	0,8 %
Регулятор pH	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %

На первом этапе проводился подбор составов на соответствие реологии и фильтрации. Кроме того производились замеры плотности и стабильности, а также расчет кратности получаемой пены. Результаты экспериментальных исследований представлены в таблице 4.

Таблица 4.

Свойства	Растворы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	920	840	780	800	820	800	810	800
Условная вязкость, с	не текучий				45	55	<b>150</b>	99
Кратность пены	1,44	1,5	1,68	1,64	1,6	1,64	1,5	1,7
Динамическая вязкость, сП:								
3об/мин					1300	1367	<b>1500</b>	1100
6об/мин					783	800	<b>850</b>	650
100об/мин					114	112	<b>96</b>	83
200об/мин					70	68	<b>59</b>	51
300об/мин					50	50	<b>46</b>	37
600об/мин					31	31	<b>26</b>	24
pH					7,3	7,8	7,6	7,5
Стабильность, кг/м <sup>3</sup>	0	0	0	0	150	200	0	170
Фильтрация, см <sup>3</sup> /30мин							8,8	

Первые четыре состава являются стабильными, но не текучими, поэтому определение остальных параметров для этих растворов не проводилось. Для составов 5-8 были проведены замеры динамической вязкости при разных скоростях сдвига. Показатели динамической вязкости, в целом, достаточно близки для всех составов, однако стабильность только 7-го состава оказалась допустимой (не более 20 кг/м<sup>3</sup>), составы 5, 6 и 8 расслоились и показали достаточно большие значения стабильности, что недопустимо. Для оценки фильтрации из всех составов имело смысл рассмотреть только 7-й состав, однако результаты оказались неудовлетворительными, поэтому для дальнейших исследований целесообразно рассмотреть составы, включающие в себя: биополимер в пределах 0,4-0,5 %, ПАВ – 0,05-0,1%, утяжелитель – 0,8-1,0 %. Для регулирования реологии и фильтрационных свойств предполагается

рассмотреть ввод ПАЦ низкой и высокой вязкости в различных концентрациях до получения оптимальных значений.

Кроме того, на следующем этапе будет проведено исследование технологических и реологических свойств после нагрева до пластовых температур (например, 90°C), а также зависимость разрушения нефазного состава при увеличении давления до пластового.

### **Список использованных литературных источников**

1. Шумилов В.А. и др. Предохранение и восстановление проницаемости призабойной зоны при разработке месторождений Западной Сибири. М. ВНИИОЭНГ, 1980, с. 55
2. Патент 484300 Российская. Эмульсия для глушения скважин /Акопян Н. Р., Клименко З. К., Шмельков В. Е. - № 1323284; заявл. 15.04.1969; опубл. 15.09.1975.
3. Патент 2255209. Способ глушения скважины / Рябоконт С. А., Герцена Н. К., Горлова З. А. и др. - № 2004100762/03; заявл. 08.01.2004; опубл. 08.01.2004.
4. Патент 2196164. Эмульсионный раствор / Галян Д.А., Комарова Н.М., Чадина Н.П., Гличев А.Ю. - № 2000131467/03; заявл. 15.12.00; опубл. 10.01.03.
5. Патент 2309177. Состав для блокирования призабойной зоны пласта газовых скважин / Обиднов В.Б., Кустышев А.В., Мазанов С.В. и др. - № 2006116076/03; заявл. 10.05.06; опубл. 27.10.2007.
6. Патент 1208192. Жидкость для глушения скважин / Аммян В. А., Киселева Г. С., Ромашова М. М. и др. - № 3769506; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1986.
7. Патент 1175951. Пенообразующий состав для глушения скважин / Аммян В. А., Киселева Г. С., Ромашова М. М. и др. - № 3696861; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1985.
8. Патент 2183735. Жидкость для глушения скважин / Крылов Г. В., Штоль В. Ф., Кашкаров Н. Г. и др. - № 2000111805/03; заявл. 11.05.2000; опубл. 20.05.2002.
9. Патент 2187533. Пенообразующий состав / Гафаров Н. А., Гличев А. Ю., Горонович В. С. и др. - № 2000131992/03; заявл. 21.12.2000; опубл. 20.08.2002.



## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (FRACTURED RESERVOIRS MODELING)**

Маргарян Л.Р.

(научный руководитель: доцент Хайдина М.П.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Целью работы является рассмотрение возможных осложнений при моделировании трещиноватых коллекторов.

К трещиноватым относятся как терригенные, так и карбонатные коллектора, к которым приурочена половина запасов мировой добычи нефти. Проницаемость карбонатных коллекторов сильно варьируется, вследствие чего различаются условия разработки. Это различие связано с такими характеристиками, как слоистая и зональная неоднородность по фильтрационно-емкостным и упруго-механическим свойствам, трещиноватость. Ситуация существенно осложняется разломами, влияющими на систему разработки, оценку первоначальных запасов, трещиноватость [1].

При создании гидродинамических моделей терригенных коллекторов продуктивность определяют посредством проницаемости породы. Трещиноватые коллектора, порода пласта которых (матрица) может вовсе не иметь значительную проницаемость и при это обычно содержит существенные запасы углеводородов, требуют иных методов при моделировании, которые будут учитывать их специфичность [2].

Хрупкие породы, обладающие низкой проницаемостью и залегающие в местах проявления тектонических подвижек наиболее вероятный вариант расположения трещиноватых коллекторов.

Оценить трещиноватость сложнее, чем определить пористость и проницаемость порового коллектора. К характеристикам трещиноватости, которые зависят от распределения механических напряжений в породе и ее прочностных свойств, относятся раскрытость трещин, их ориентация и распределение, а также размер. Для улучшения определения параметров трещин применяют прямые наблюдения на кервах. Оценить трещиноватость можно на цифровом полуавтоматическом гониометре САГ-600. В качестве примера взято 100 м ориентированного керна из горизонтальной скважины [2]. Получение необходимых данных происходит в следующем порядке: в первую очередь вводятся исходные данные, такие как: глубина, тип трещин и т.д. Далее производится оцифровка керна. При вращении двух валиков гониометра, на которых расположен керн, снимаются данные. Они служат основой для вычисления угла падения и азимута простираения плоскости трещин. После проведения подобных действий на протяжении всего интервала получают данные в совокупности по всему стволу скважины [2].



Рисунок 1. Цифровой полуавтоматический гониометр CAG -600 [2]

Эти данные используются в программном продукте FracaFlow, который был разработан французской компанией Weicip-Franlab. Здесь реализуется модель двойной пористости/проницаемости. Суть заключается в том, что пласт разбивается на отдельные блоки, которые разделены между собой трещинами с постоянным массообменом.

Далее построена модель отложений кизеловского горизонта на участке Чегодайского месторождения с использованием данных по горизонтальной скважине, указанной выше, а также еще 14-ти скважин. Описание трещиноватого коллектора идет от крупномасштабных нарушений к мелким. Описание было начато с выделения субсейсмических разломов, выделение которых происходит при анализе кривизны сейсмической поверхности. На исследуемом участке были выделены семейства субсейсмических разломов со следующей ориентацией: С-Ю, З-В,  $75^\circ$ ,  $150^\circ$  [2].

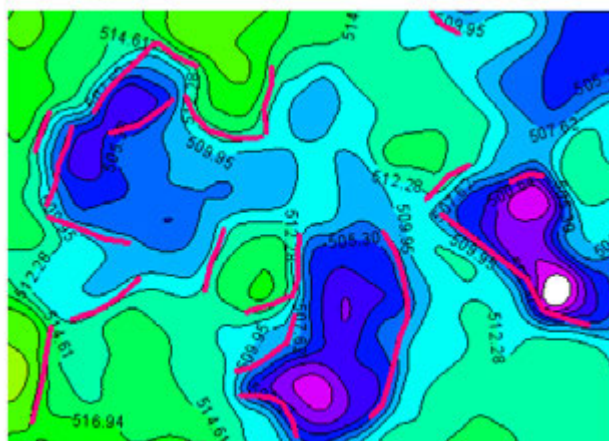


Рисунок 2. Сейсмическая поверхность и выделенные разломы

Информация по каждой трещине была получена из ориентированного керна с определением угла падения и азимута.

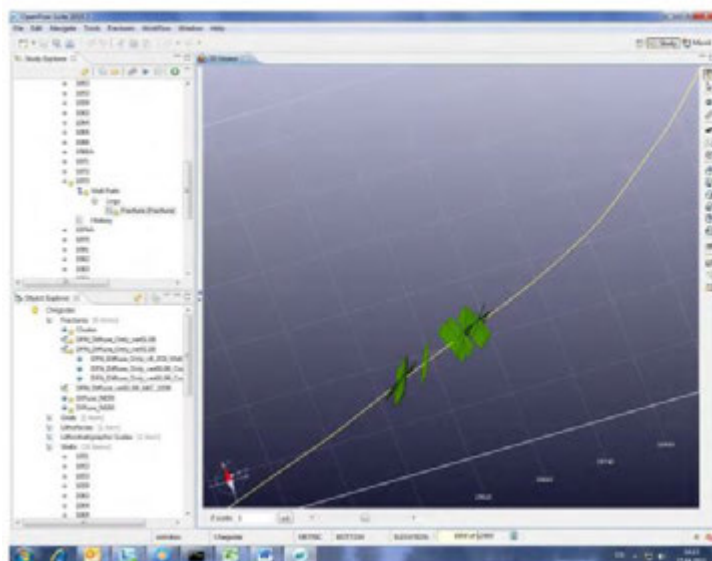


Рисунок 3. Семейства трещин по горизонтальной скважине Чегодайского месторождения

В результате анализа трещин на планшете, на диаграммах Шмидта, радиальных диаграммах углов простираия и углов падения объединяются наборы трещин с похожими параметрами.

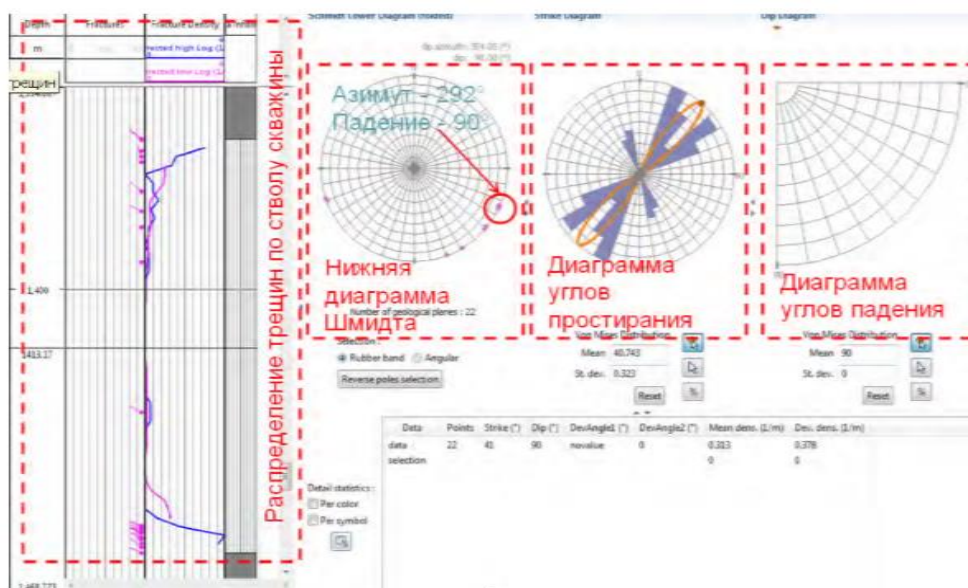


Рисунок 4. Диаграммы Шмидта и радиальные диаграммы углов простираия и углов падения

В результате было выделено три семейства трещин: кластер приразломных трещин, связанный с одним из субсейсмических разломов и две группы диффузных трещин с ориетацией СЗ-ЮВ и СВ-ЮЗ.

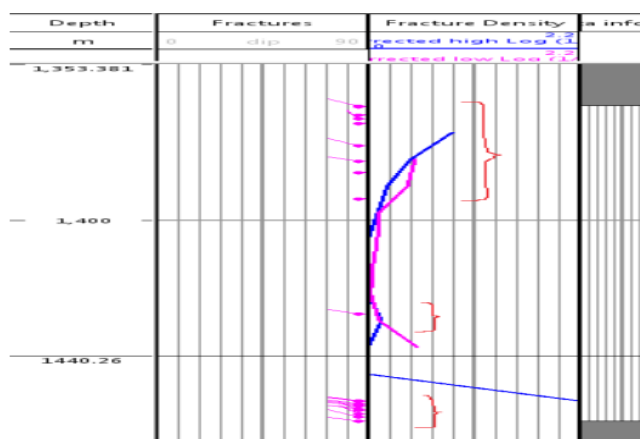


Рисунок 5. Наборы трещин по горизонтальной скважине Чегодайского месторождения

Основываясь на данных о разломах и трещинах была построена дискретная сеть трещин. При моделировании ГДИ в трещиноватом пласте и сравнении полученных данных с фактическими корректируется дискретная сеть трещин. На рис. 7 представлены относительные погрешности калибровки по 4-м скважинам Чегодайского месторождения [2].

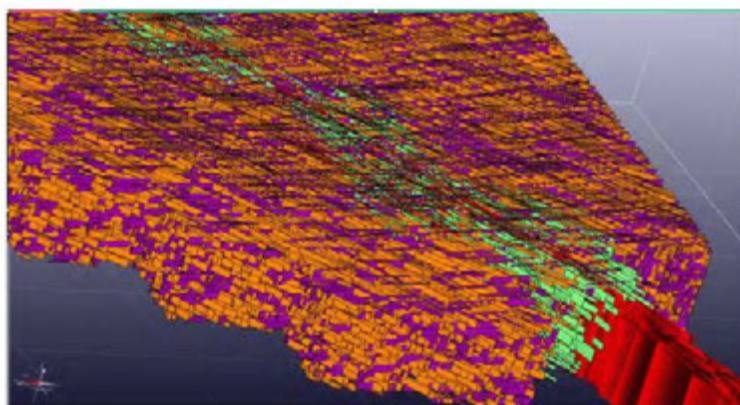


Рисунок 6. Дискретная модель сети трещин в окрестностях горизонтальной скважины Чегодайского месторождения

Well	Measured Kh	Simulated Kh	Relative Error in(%)
1059	495.18	515.252	4.053
1063	1551.09	1352.450	12.806
1066	801.99	755.891	5.748
1083	793.38	738.716	6.890

Рисунок 7. Относительные погрешности калибровки

Результатом моделирования является получение эквивалентных параметров: тензоров проницаемости по направлениям осей координат;

диагонального тензора; пористости трещин для блоков матрицы с дальнейшим их использованием в гидродинамической модели, строящейся в соответствии с методом двойной пористости

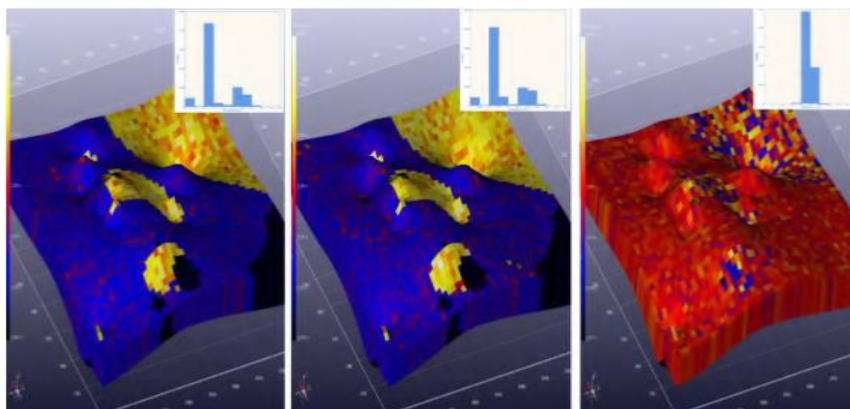


Рисунок 8. Результаты расчетов: размеры блоков матрицы по осям X, Y, Z

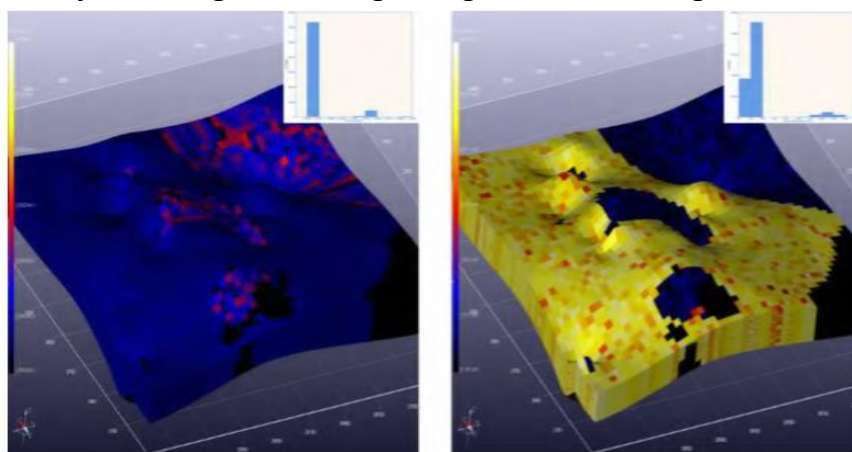


Рисунок 9. Результаты расчетов: распределение трещинной пористости и коэффициента форм

Чтобы благополучно спрогнозировать геолого-физические свойства трещиноватых коллекторов следует применять передовые методы обработки и интерпретации данных сейсморазведки для предсказания распространения этих свойств в межскважинном пространстве [2].

В работе [3] рассматривалась методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в западной Сибири. Более 50% доказанных запасов нефти России приходится на Западную Сибирь. На данный момент практически нет не введенных в разработку месторождений с традиционными терригенными коллекторами. Вследствие этого внимание перешло к менее изученным горизонтам (с меньшей геолого-геофизической изученностью и недостаточной информацией о фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов). Основными характеристиками фундамента Западно-Сибирского бассейна являются сложное геологическое строение и высокая степень тектонической дислоцированности [1].

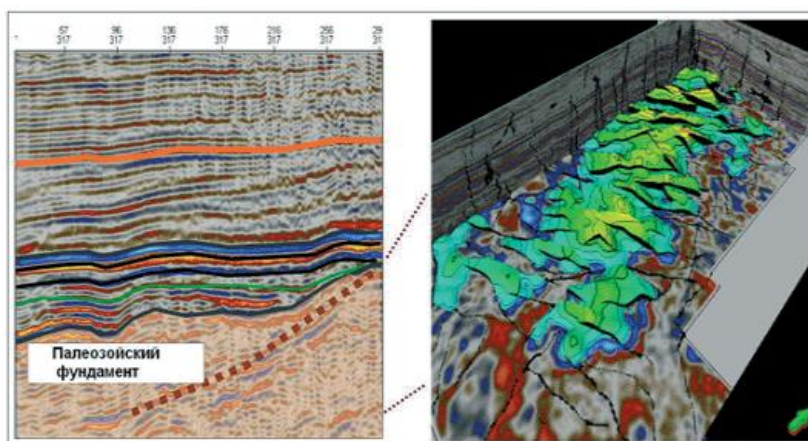


Рисунок 10. Пример типичных структурных образований поверхности фундамента Западно-Сибирского бассейна

Структурные образования описаны различными литологическими разностями, как: карбонатные, терригенные и вулканические породы. Отличительной чертой матрицы породы в таких средах являются низкие ФЕС. Критерием при определении перспектив извлечения углеводородов является трещиноватость [4].

Изучение ключевых параметров индивидуальных трещин и их систем, регистрация трещиноватости возможно посредством проведения геофизических исследования методом FMI. Последовательность выполнения работ основана на новейших технологиях и методиках, использующихся в приборах и оборудовании компании Schlumberger, и включает следующее:



Рисунок 12. Последовательность работ при моделировании трещиноватости

- выявление и описание трещинных интервалов с использованием имиджей FMI и SonicScanner (Schlumberger), а также специальной интерпретации данных БКЗ;
- анализ и реконструкция структурного формирования объектов исследования для более корректного понимания природы трещиноватости;

- углубленный анализ материалов сейсморазведки 3D с расчетом специфических атрибутов на трещиноватость, включая одновременную упругую инверсию ISIS;
- выявление связей сейсмических атрибутов со свойствами пород и трещиноватости, полученными по скважинным исследованиям;
- моделирование пространственного распространения трещин.

Данная методика выполнения работ дает возможность создать прогнозную модель трещиноватых коллекторов, при нехватке данных или их малом количестве. Применяя методы микроимиджеров (FMI/FMS), акустического сканирования (SonicScanner), трехкомпонетной 3D/3C сейсморазведки становится возможной количественная оценка трещиноватости и создание трехмерных геологических моделей. Такие модели позволяют прогнозировать применение современных методов заканчивания скважин, подводку горизонтальных скважин.

Предлагаемая методика обеспечивает значительный экономический эффект при разработке месторождений с двойной пористостью [3].

Процесс моделирования может осложниться, если месторождение находится в сейсмо зоне. В некоторых районах разработка месторождений углеводородов может вызвать появление сейсмических событий или изменение существующей сейсмической активности. В таких районах воздействие возможных землетрясений может увеличиться, чем это дается соответствующими картами сейсмического районирования, просто в связи с близостью разрабатываемого месторождения.

На рисунке 13 сопоставляется плотность распределения различных параметров месторождений, землетрясения на которых были вызваны их эксплуатацией, с произвольной выборкой из всей совокупности месторождений углеводородов. В нее вошло более 200 месторождений, из различных регионов мира.

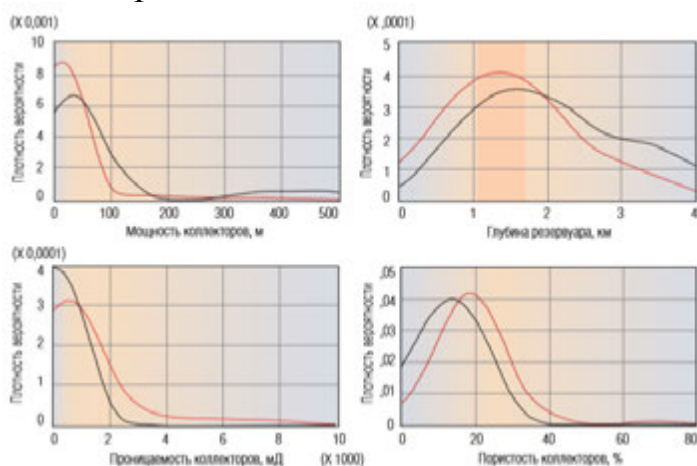


Рисунок 13. Сопоставление плотности распределений параметров, характеризующих резервуары месторождений углеводородов: черная линия соответствует месторождениям, эксплуатация которых сопровождается повышением сейсмической активности, красная линия-

произвольной выборке данных для более 200 месторождений, расположенных в различных районах мира [5]

В работе [5] были рассмотрены землетрясения в районе Газлийского месторождения, расположенного в Узбекистане, в 100 км от г. Бухары. В строении участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем, перекрывающие палеозойский складчатый фундамент. Месторождение общей мощностью осадочного покрова 1200-1600 м контролируется антиклинальной складкой ассиметричного строения размером 38x12 км. Продуктивные горизонты в основном песчаники и алевролиты с прослоями глин. Пористость песчаников высокая и в среднем равна 20-32%. Проницаемость коллекторов для всех горизонтов находится в пределах 675-1457 мД. Все залежи относятся к типу пластовых, сводовых [6].

Начиная с 1976 года в районе Газли произошло несколько сильных землетрясений. Первое 8.04.1976 на расстоянии 20 км от границы месторождения. Магнитуда составила 6,8. Через 40 дней в 27 км западнее эпицентра первого землетрясения произошло второе магнитудой 7,3. 8 лет спустя на расстоянии 15 км к западу от эпицентра второго землетрясения произошло третье с магнитудой 7,2. Глубина гипоцентров 25-30 км, расположенных в пределах земной коры, имеющей толщину в данном регионе 32 км. Особенности Газлийских месторождений в следующем:

- это крупнейшие из известных землетрясений в платформенной части Средней Азии
- в одном районе произошли три сильных землетрясения с небольшими интервалами [7]

После землетрясений провели повторные геодезические наблюдения.



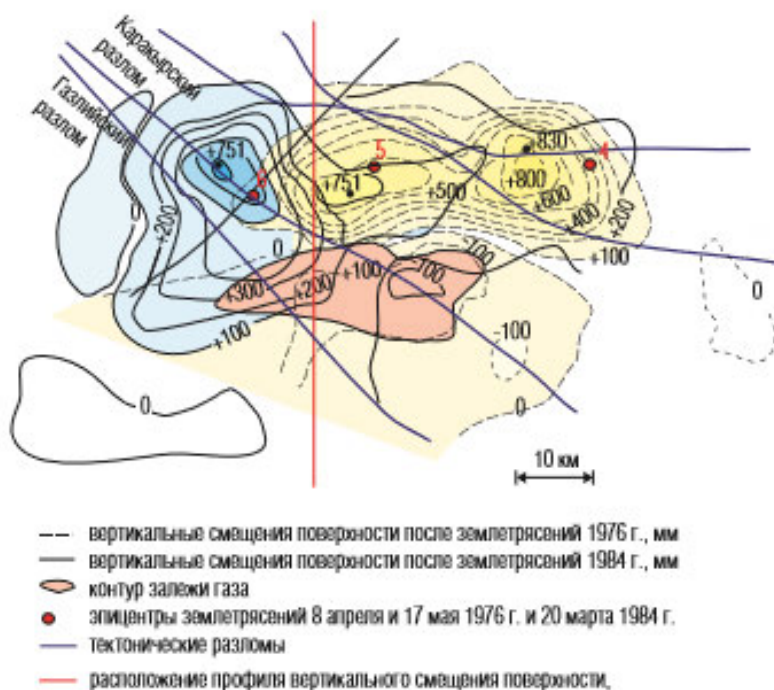


Рисунок 14. Схема деформаций земной поверхности в эпицентральной зоне Газлийских землетрясений 1976 и 1984 г.г. Эпицентры показаны красными точками, штриховыми линиями указано вертикальное смещение поверхности после землетрясений 1976г. Сплошными линиями указано вертикальное смещение поверхности после землетрясений 1984г. Тектонические разломы обозначены толстыми синими линиями

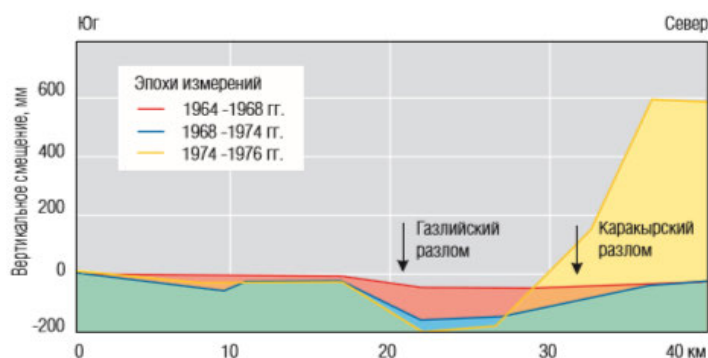


Рисунок 15. Вертикальные смещения земной поверхности до и после землетрясений 1976г. Стрелками показано расположение относительно профиля тектонических разломов. В районе между Газлийским и Каракырским разломами наблюдалось вертикальное смещение вниз, в то время как в районе севернее каракырского разлома было зарегистрировано вертикальное смещение вверх

В области до сейсмического опускания земной поверхности после землетрясений 1976 отмечено опускание до  $230 \pm 7,6$  мм. [6] Также фиксировалось поднятие поверхности до 830 мм. Это последствия того, что не было учтено влияние эксплуатации месторождения на сейсмодеформационный режим региона [8].

По результатам проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

- использование технологий каротажа, сейсморазведки и комплексной информации по параметрам трещин, полученной по керновому материалу, значительно повышает качество моделирования трещиноватых коллекторов;
- непрерывный мониторинг – единственно возможный метод, позволяющий своевременно фиксировать усиление сейсмической активности в районе разработки месторождений.

### **Список использованных литературных источников**

1. Черникий А. В. «Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах», Москва 1998
2. Сотников О.С., Имаева Г.А. «Получение параметров для модели двойной пористости/проницаемости в программном пакете FracaFlow на примере Чегодайского месторождения», институт «ТатНИПИнефть»
3. Блехман В., Кренов М. и др. «Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири», журнал Neftegaz.ru, 2009
4. Пинус О.В., Ворисенок Д.Ю., Вахир С.Ю., Соколов Е.П., Зеллоу А. «Применение комплексного подхода для геологического моделирования трещиноватых коллекторов Западно-Сибирского фундамента (на примере Малоичского месторождения). Геология нефти и газа», №6, 2006
5. Адушкин В.В., Радионов В.Н. и др. «Сейсмичность месторождений углеводородов» 2000
6. Пискулин В.А., Райэман А.П. «О геодезических исследованиях деформаций земной поверхности в эпицентральных зонах Газлийских землетрясений 1976-1984 гг.», 1986
7. Штейнберг В.В., Грайзер В.М. и Иванова Т.Г. «Землетрясение в Газли 17.05.1976», 1980
8. Акрамходжаев А.М., Ситдииков Б.Б. «О возбужденном характере Газлийских землетрясений в Узбекистане», 1984

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРАВИТАЦИОННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ  
КОМПОНЕНТОВ И РАСЧЕТ ЗАБОЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В  
ПЛАСТЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МУРМАНСКОГО ГАЗОВОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(MODELING THE GRAVITATIONAL DISTRIBUTION OF  
COMPONENTS AND CALCULATION OF DOWNHOLE  
TEMPERATURE IN THE RESERVOIR DURING THE  
DEVELOPMENT OF THE MURMANSK GAS FIELD)**

Пелюшок Л.В.

(научный руководитель: доцент Коротаев Б.А.)

Мурманский государственный технический университет

В работе рассматривается модель гравитационного распределения компонентов газовой смеси Мурманского газового месторождения (МГМ) в пластовых условиях и произведен расчет забойной температуры в пласте при разработке МГМ. Компоненты газовой смеси распределяются в объеме в соответствии с их массой. Легкие компоненты, как правило, занимают верхнюю часть пласта, тяжелые - нижнюю. При расчетах учтена взаимная диффузия молекул газа и произведен расчет энергии взаимодействия молекул.

Кроме Мурманского газового месторождения нами было рассмотрено и Киринское газоконденсатное месторождение (КГКМ) в целях анализа и сопоставления результатов расчета термодинамических процессов, протекающих в пласте и на забое добычной скважины при разработке.

Компонентный состав МГМ представлен в следующей таблице 1:

Таблица 1.- Компонентный состав Мурманского газового месторождения

Компонентный состав	Доли, %	Молярная масса, кг/моль	Критическая температура, К	Критическое давление, атм
Метан	87	$16.04 \cdot 10^{-3}$	191	45
Этан	1.5	$30.07 \cdot 10^{-3}$	305	48
Пропан	1.5	$44.1 \cdot 10^{-3}$	369	42
n-бутан	0.4	$58.12 \cdot 10^{-3}$	151	48
Водород	2	$2 \cdot 10^{-3}$	33	12.8
Гелий	0.6	$4 \cdot 10^{-3}$	5.2	2
Азот	6	$28.013 \cdot 10^{-3}$	146	33
Углекислый газ	1	$44.01 \cdot 10^{-3}$	242	73

На следующем графике представлена модель распределения компонентов Мурманского месторождения по эффективной мощности пласта.

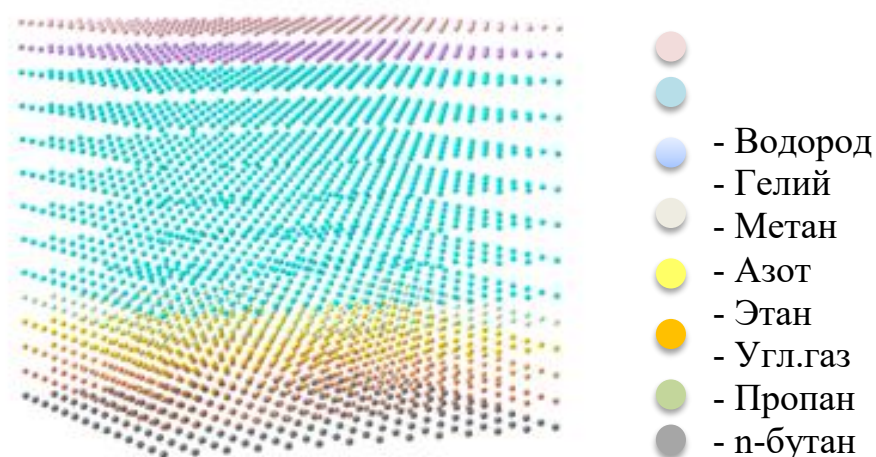


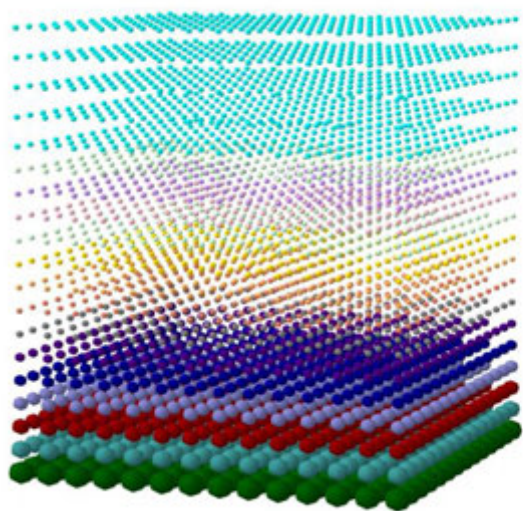
Рисунок 1. Модель гравитационного распределения компонентов Мурманского месторождения

Как видно из представленной модели распределения компоненты подчиняются закону гравитационного распределения, но перемешаны вследствие явления взаимной диффузии газов и конечной мощности пласта.

Для сравнения нами было рассмотрено и распределение компонентов по эффективной мощности пласта КГКМ для сопоставления с МГМ.

Таблица 2.- Компонентный состав Кириного месторождения

Компонентный состав	Доли, %	Молярная масса, кг/моль	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа
Метан	86.34	$16.04 \cdot 10^{-3}$	190.55	4.604
Этан	3.86	$30.07 \cdot 10^{-3}$	305.43	4.880
Пропан	2.03	$44.1 \cdot 10^{-3}$	369.82	4.249
i-бутан	0.46	$58.12 \cdot 10^{-3}$	408.13	3.648
n-бутан	0.68	$58.12 \cdot 10^{-3}$	426.16	3.797
i-пентан	0.36	$72.15 \cdot 10^{-3}$	460.39	3.381
n-пентан	0.28	$72.15 \cdot 10^{-3}$	469.6	3.369
n-гексан	0.77	$86.18 \cdot 10^{-3}$	507.4	3.012
n-гептан	0.53	$100.2 \cdot 10^{-3}$	540.2	2.736
n-октан	0.42	$114.23 \cdot 10^{-3}$	568.76	2.486
n-нонан	0.4	$128.26 \cdot 10^{-3}$	594.56	2.288
n-декан	0.73	$185.34 \cdot 10^{-3}$	617.4	2.099
Угл. газ	2.94	$44 \cdot 10^{-3}$	304.19	7.382
Азот	0.2	$28 \cdot 10^{-3}$	126.1	3.399



- - Метан
- - Азот
- - Этан
- - Угл.газ
- - Пропан
- - i-бутан
- - n-бутан
- - i-пентан
- - n-пентан
- - n-Гексан
- - n-Гептан
- - n-Октан
- - n-Нонан
- - n-Декан

Рисунок 2. Модель гравитационного распределения компонентов  
Киринского месторождения

Расчеты коэффициентов диффузии показывают, что сильнее всего в пласте диффундируют метан, азот, этан и углекислый газ. Их коэффициенты диффузии соответственно равны:  $4.9 * 10^{-6}$ ,  $3.4 * 10^{-6}$ ,  $2.5 * 10^{-6}$ ,  $2 * 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$

Для определения коэффициента диффузии газа А в газе В при абсолютной температуре Т и абсолютном давлении Р использовалась следующая зависимость [6]:

$$D = \frac{0.0043 * 10^{-4} T^{3/2}}{P (v_A^{1/3} + v_B^{1/3})} \sqrt{\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_B}}, \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

$v_A, v_B$  - молекулярные объемы газов.

Например, время подъема молекулы метана с глубины 1500 м по цементному камню составляет примерно 1-1.5 года. Ореол диффузии легких компонентов газов в кровлю пласта ориентировочно составляет 300-500 м.

## Расчет потенциальной энергии взаимодействия двух молекул

Потенциальная энергия двух молекул расчина по формуле [1]:

$$U = \vartheta k T \quad (1)$$

$\vartheta$  - числовой коэффициент близкий к 1. Значения  $\vartheta$  известны для ряда веществ. Построение кривых взаимодействия двух молекул производили по трем методикам:

$$U = \frac{\alpha}{r^9} - \frac{\beta}{r^7}$$

$$U = \frac{\alpha}{r^{12}} - \frac{\beta}{r^6} \quad \text{— формула Леннарда – Джонса}$$

$$U = \frac{\alpha}{r^5} - \frac{\beta}{r^3} \quad \text{— формула МГТУ}$$

Графики на рисунке 3 были построены по формуле МГТУ.

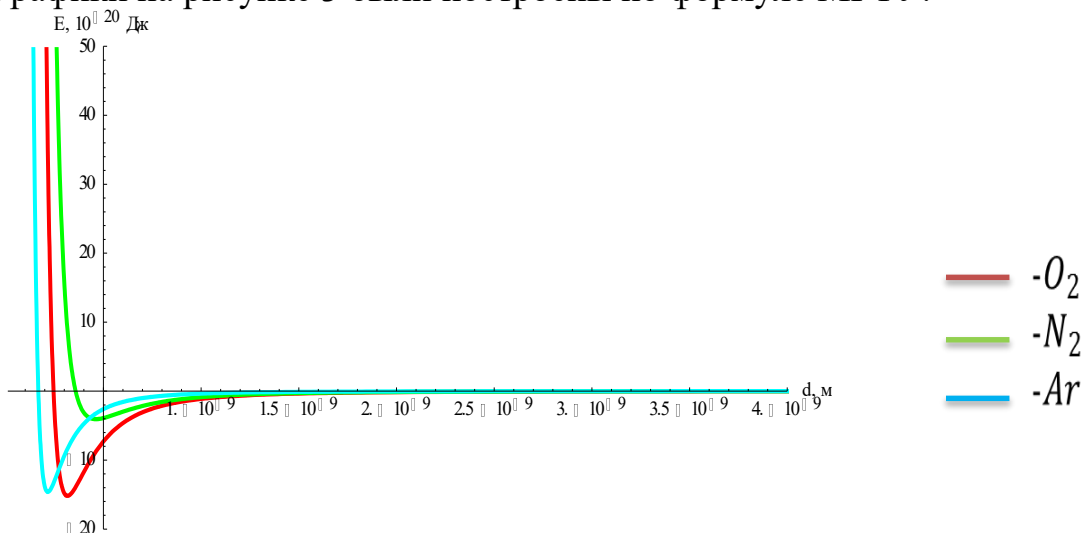


Рисунок 3. График потенциальной энергии взаимодействия двух молекул

Из вида кривой потенциальной энергии взаимодействия двух молекул следует, что без большой ошибки левую часть кривой, отвечающую силам отталкивания, можно заменить вертикальной прямой, т.е. считать потенциал отталкивания бесконечно большим. Это означает, что молекулы реального газа с хорошей степенью приближения можно рассматривать как твердые, взаимно притягивающиеся, сферические шарики диаметром  $d_0$ . [1]

Также кривая для неона (Ne) была нами построена с помощью формулы Леннарда-Джонса для сопоставления с (1):

$$U = \frac{\alpha}{r^{12}} - \frac{\beta}{r^6}$$

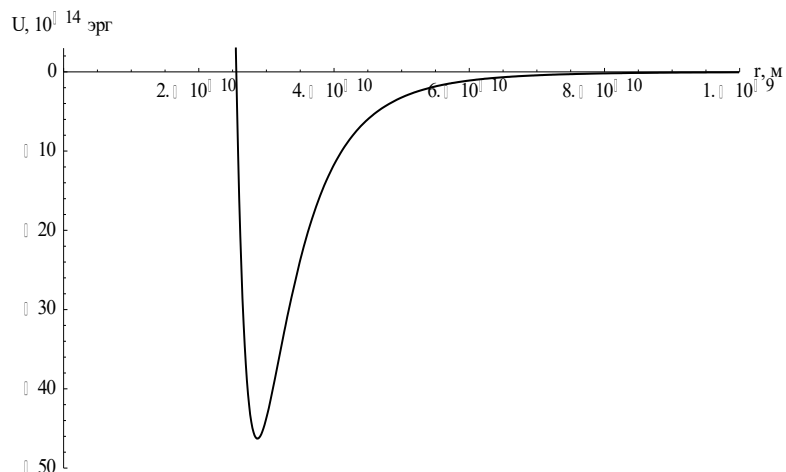


Рисунок 4. График потенциального взаимодействия двух молекул Ne

### Расчет забойной температуры

Изменение забойной температуры в процессе разработки Мурманского газового месторождения [3].

$$C_p = 3.15 + 0.02203T - 0.149 \cdot 10^{-4}T^2 + \frac{0.238M}{(T/100)^{5.08}} \times P^{1.124}$$

$$\Delta T = \frac{4.8(P_m)^{-0.25}}{C_p T_m} (0.005 \cdot 10^{-3} \text{Log}[\frac{P_1}{P_2}] + 0.29 \cdot 10^{-7}(P_1^2 - P_2^2) - 209 \cdot 10^{-7}(P_1 - P_2))$$

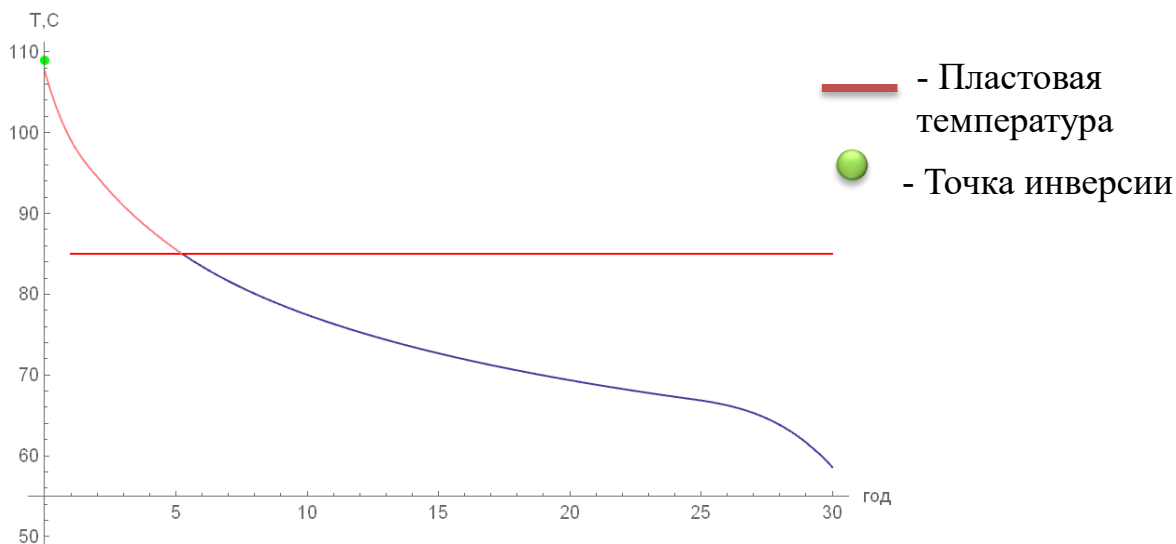


Рисунок 5. График падения забойной температуры по годам

### Расчет точки инверсии газа [3]

$$z = 1 - 10^{-2} (0.76 \left(\frac{T}{T_{cr}}\right)^3 - 9.36 \frac{T}{T_{cr}} + 13) (7.36 - \frac{P}{P_{cr}}) \frac{P}{P_{cr}}$$

Возьмем производную от уравнения по температуре  $y = \partial_T z$ .



Задавая различные температуры и подставляя их в  $u$ , получаем различные значения производной. По знаку производной можно сделать заключение - нагревается газ или охлаждается. Если  $u=0$ , то имеем точку инверсии. Рассчитанная точка инверсии газа равна 382.7 К. Это подтверждает увеличение расчетного значения забойной температуры.

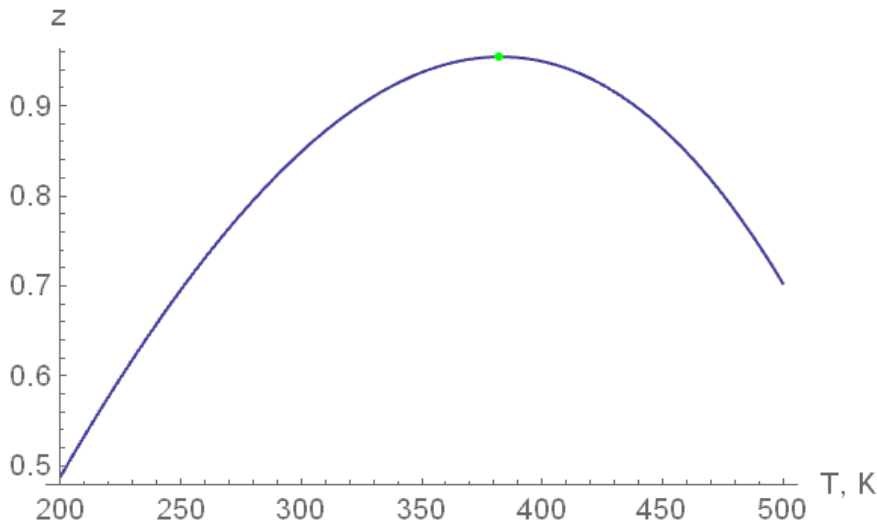
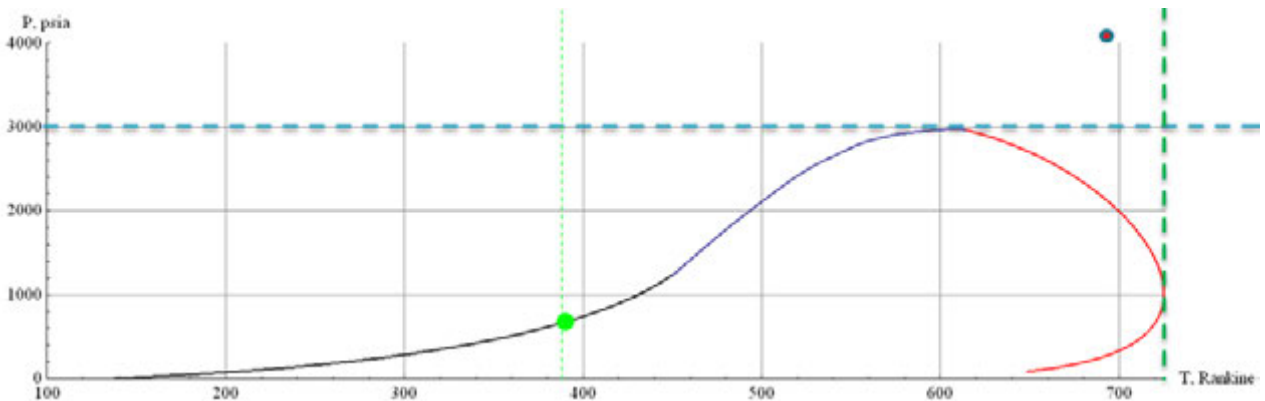


Рисунок 6. График зависимости  $z$  от  $T$

Также нами были построены фазовые диаграммы для МГМ и КГКМ.



- Криконденбар
- Крикондентерм
- Критическая точка
- Пластовые условия

Рисунок 7. Фазовая диаграмма Киринского месторождения

Применение единых уравнений состояния для описания свойств сосуществующих равновесных фаз. Метод расчета фазового равновесия по уравнению состояния наиболее удобен, так как уравнение в компактной

аналитической форме содержит максимальную информацию о данной системе.

Расчет фазового равновесия с применением уравнений состояния основан на строгом применении классических положений термодинамики многокомпонентных систем — равенстве химических потенциалов (летучестей) компонента смеси во всех сосуществующих фазах.

В заключении по Киринскому месторождению сказано, что конденсат вероятно образуется в призабойной части пласта. Расчет по Пенгу-Робинсону показывает, что конденсат образуется уже в пластовых условиях со следующими параметрами:

Доля конденсата 0.2% и он представлен компонентами  $C_8H_{18}$ ,  $C_9H_{20}$ ,  $C_{10}H_{22}$ .

Максимальным давлением на границе фазовой области является криконденбар — давление, выше которого жидкость не может испаряться. Максимальной температурой на границе фазовой области является крикондентерм — температура, выше которой газ не может конденсироваться.

Обратные явления также отмечаются при изменениях в давлениях при постоянной температуре. Этот случай, который представляет в большей степени интерес для инженера-разработчика, имеет место, когда крикондентерм больше  $T_c$ , а постоянная температура находится между этими предельными значениями. Этот тип обратного поведения является известной особенностью многих углеводородных пластов.

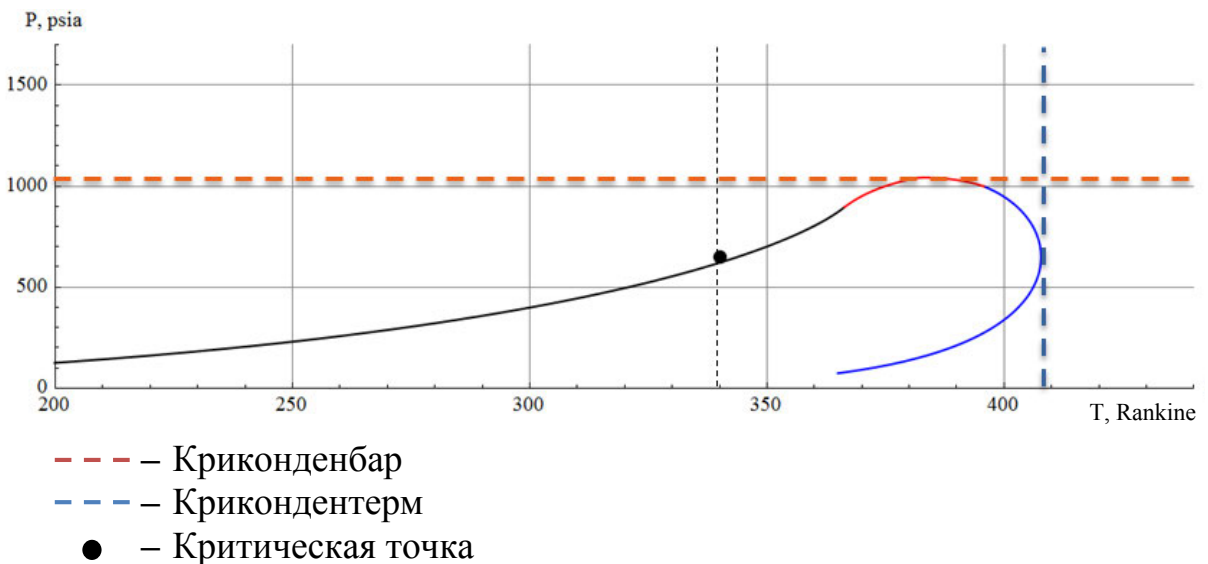


Рисунок 8. Фазовая диаграмма Мурманского газового месторождения

Таким образом, в диапазоне температур  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$  осложнений при разработке МГМ не предвидится. Вопрос образования газогидратов был рассмотрен на примере КГКМ, для которого построена энтальпийная

номограмма с совмещением равновесной кривой гидратообразования (метан) и линии образования конденсата.

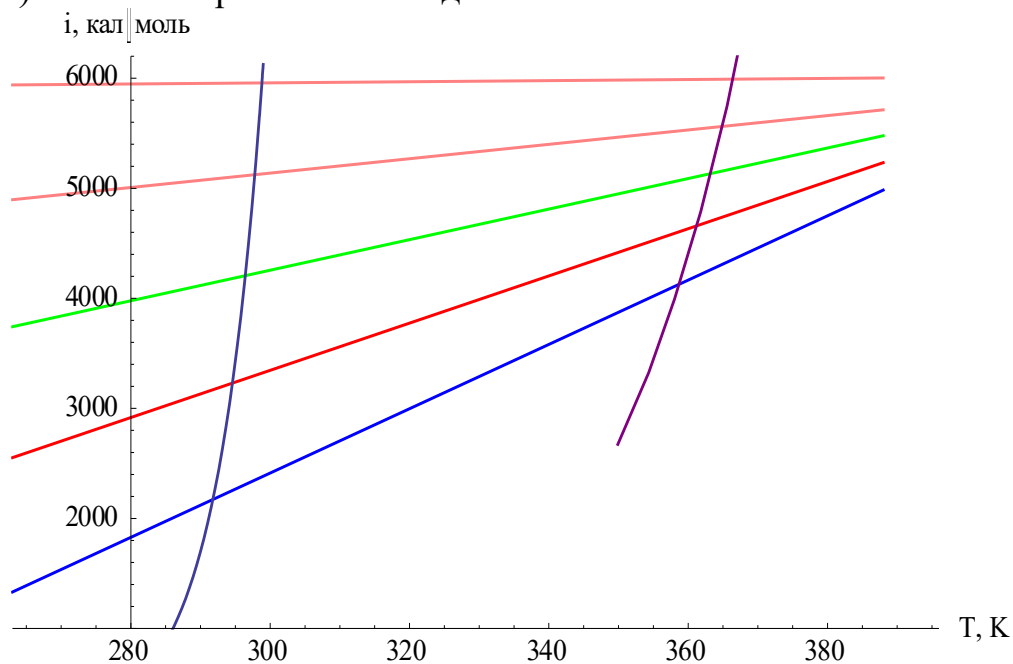


Рисунок 9. Энтальпийная номограмма КГКМ

### Заключение

1. Компоненты газовой смеси в пластовых условиях подчиняются закону гравитационного распределения.
2. При разработке МГМ выпадения конденсата не ожидается, но образование газогидратов возможно в рассмотренном интервале температур.
3. При разработке КГКМ ожидается выпадение конденсата и возможно образование газогидратов, в частности для метана, в поверхностных условиях.
4. Состояние залежи КГКМ: в пласте - 0.2% жидкости, на забое – 0.12%, на устье – 8.2%.

### Список использованных литературных источников

1. Вукалович М. П., Новиков И.И. Термодинамика. Учебное пособие для вузов. М., «Машиностроение», 1972, 672 с.
2. Рабинович В.А., Хавин З.Я. Краткий химический справочник. Изд.2-е, испр. и доп. 392 с.
3. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов. М., Недра, 1979, 303 с.

4. Куклев Ю.И. Физическая экология: Учеб. пособие. – М.:Высшая школа, 2001. – 357с.:ил.
5. Яворский Б.М., Пинский А.А. Основы физики, т.1. М., 1974, 496 с.
6. Плановский А.Н., Рамм В.М., Каган С.З. Процессы и аппараты химической технологии. М., 1968, 848 с.
7. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985, 232 с.

**PLASTIC MARK 10 – МАТЕРИАЛ С УЛУЧШЕННЫМИ УПРУГИМИ  
СВОЙСТВАМИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ  
(PLASTIC MARK 10: MATERIAL WITH IMPROVED ELASTIC  
PROPERTIES OF CEMENT STONE)**

Селезнев Д.С.

(научный руководитель: профессор Кульчицкий В.В., доцент Шуть К.Ф.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Большая часть скважин месторождений Западной Сибири осваивается по методике вторичного вскрытия продуктивного пласта. Особенностью методики являются перфорация или прострелочно-взрывные работы (ПВР) и максимально качественная, непроницаемая крепь скважины. Во время ПВР создаются большие ударные нагрузки, появляются трещины в цементе, из-за чего нарушается герметичность заколонного пространства, что приводит к образованию перетоков и падению дебита скважин. Чтобы этого избежать, необходимо использовать тампонажный материал, способный выдерживать высокие ударные нагрузки, то есть материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня.

Существуют различные методы улучшения качества и определенных свойств цементного камня. Большинство направлены на повышение прочности цементного камня, с учетом только осевых нагрузок, но при освоении и вторичном вскрытии продуктивного пласта очень важно учитывать поперечные нагрузки и изгибающие моменты. Таких технологий не много и они имеют свою специфику.

Опираясь на опыт работы в лаборатории компании Halliburton в Нижневартовске, автор исследовал вариант возможного улучшения качества крепи скважин с применением композиционного материала Резина-цемент (Plastic Mark 10 или РМ-10).

На базе лабораторий РГУ нефти и газа (Национального Исследовательского Университета) имени И.М. Губкина проведен эксперимент из 2 серий из 20 опытов, где объектом исследования является упругие и прочностные характеристики композиционного материала Резина-цемент (РМ-10). Опыты начал проводить в осеннем семестре 2015 года в 3 этапа:

1. констатирующий этап – определение начальных условий;
2. поисковый этап – определение зависимостей и тенденций;
3. формирующий этап – документирование и формулировка выводов.

Эксперимент находится на 2-м этапе: определяется зависимость требуемых параметров от переменных свойств, рассматриваются различные варианты затворения цементного раствора, проводится полный факторный анализ, строятся графики зависимостей основных параметров материала от различных факторов.

Основные задачи 2-го этапа эксперимента:

- Подготовительные исследования – расчет необходимого количества материалов.
- Пробное испытание – приготовление цементного камня и проверка первичных показателей.
- Конкретизирующий расчет пропорций смеси.
- Основное приготовление цементного камня.
- Контрольный тест цементного камня.

В качестве промежуточных результатов получены показатели прочности цементного камня на сжатие, изгиб и ударную нагрузку, определена их тенденция к улучшению.

Основной целью эксперимента является определение оптимальных основных параметров композиционного материала, при которых будут достигнуты необходимые упругие и прочностные характеристики цементного камня для эффективного применения в условиях скважин.

Идея эксперимента заключается в необходимости более качественного освоения скважины, так как от него зависит эффективность разработки месторождения. Обычный цемент при проведении ПВР под действием больших ударных нагрузок разрушается, в нем образуются трещины, через которые начинает мигрировать флюид. Новый композиционный материал РМ-10 позволит изменить упругие свойства цементного камня, он практически становится «демпфером», то есть поглощает вибрации, уменьшая вредное воздействие ударной волны. Таким образом, он меньше подвержен разрушению, а герметичность значительно выше обычного цементного камня.

Воплощается эксперимент в следующей последовательности:

Во-первых, при лабораторных исследованиях получить информацию, максимально точно описывающую поведение композиционного материала в различных внутрискважинных условиях. Предполагается, что при добавлении резинового компонента Plastic Mark 10, он взаимодействует с цементом под действием механических сил и горно-геологических факторов и образует новый тампонажный материал, имеющий хорошие упругие свойства и препятствующий разрушению цементного камня.

Во-вторых, после получения окончательных положительных результатов по свойствам цементного камня Plastic Mark 10, на следующем этапе будет предложена методика приготовления цементного раствора на буровом объекте, рекомендации по затворению цементного раствора, определен тип необходимого оборудования.

В-третьих, проектирование строительства скважины с использованием испытанного композиционного материала и расчет экономической эффективности.

В лабораториях РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина: научно-исследовательская лаборатория по заканчиванию и капитальному ремонту

скважин кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», научно-исследовательская лаборатория физических методов исследования пластовых флюидов и промышленных дисперсных систем кафедры физики, лаборатория научно-исследовательского и испытательного центра «Недра-тест», лаборатория кафедры органической химии и химии нефти, на специальном оборудовании: пресс гидравлический ПГМ-500МГ4, копер маятниковый, проведены две серии опытов по определению основных характеристик обычного цементного камня и композиционного материала Plastic Mark 10. Выявлена положительная тенденция улучшения упругих характеристик цементного камня с добавкой резинового компонента РМ-10 (таблица 1).

Таблица 1. - результаты проведения I серии опытов с РМ-10

<b>Параметры образцов</b>						
контрольный образец обычного цемента $\rho = 1,9 \text{ г/см}^3$ ; В/Ц = 0,44						
РМ-10 $\rho = 1,78 \text{ г/см}^3$ ; В/Ц = 0,44; n = 10%						
	сжатие		изгиб		ударная вязкость	
	50*50*50		40*40*160		30*40*160	
условия	прочность, МПа		прочность, кН		отклонение град//кДж/м <sup>2</sup>	
	конт. обр.	РМ-10	конт. обр.	РМ-10	конт. обр.	РМ-10
атм. усл. T = 20°C, P = 0,1 МПа	8,964	1,597	1,97	0,65	6/2,36	6/2,36
P = 0,1 МПа, T = 75°C	19,8	21,35	1	1,5	3/0,99	6/2,36
НРНТ, T = 75°C, P = 20МПа	29,32	16,14				
	36,32	13,75				

Отмечается явное улучшение прочности на изгиб и ударную нагрузку при небольших потерях прочности на сжатие. Зависимость показателей прочности от концентрации резинового компонента в РМ-10 дает возможность определить границы эффективной концентрации реагента и подобрать оптимальную рецептуру для стандартных условий скважины. Появилась возможность изменять рецептуру раствора, меняя концентрацию резинового компонента при других реальных условиях

скважин, сохраняя необходимые свойства и удовлетворяя требованиям по реологии цементного раствора, седиментационной устойчивости, по водоотдаче, срокам загустевания и другим факторам. В качестве стандартных условий принимаем температуру  $T = 75^{\circ}\text{C}$  и пластовое давление  $P = 15$  МПа.

Помимо этого рассмотрены два метода затворения композиционного материала Plastic Mark 10 с сухим резиновым компонентом в твердом виде и альтернативный вариант с растворенной резиной Plastic Mark Dissolved 10 (PMD-10). Проводятся аналогичные испытания на упругие и прочностные свойства образцов композиционного материала PMD-10 (таблица 2), определены оптимальные концентрации добавки. Показатели прочности на изгиб на порядок выше, чем у обычного цементного камня, а показатели прочности на сжатие ниже либо равны аналогичной прочности контрольного образца. Сравнивая три образца: контрольный образец обычного цемента, PM-10 и PMD-10 (табл. 3), можно с уверенностью предположить, что композиционный материал PM-10 имеет бóльшую прочность, чем обычный цемент и PMD-10, показатель ударной нагрузки больше, а прочность на изгиб выше контрольного образца на 50%, но ниже PMD-10. Прочность на изгиб на 70% больше у композиционного материала PMD-10, чем обычного цемента при заданном атмосферном давлении и температуре  $75^{\circ}\text{C}$  и на 20% больше, чем PM-10.

Вывод: использование PM-10 и PMD-10 целесообразно и имеет перспективу применения для повышения упругих свойств цементного камня и увеличения сопротивляемости ударным нагрузкам при освоении и вторичном вскрытии продуктивного пласта. Стоит отметить, что при использовании PMD-10 из-за включения дополнительных реагентов может возникнуть риск здоровью человека и нанесения вреда окружающей среде. Для устранения негативного последствия разумно добавлять материалы, понижающие вредное воздействие тампонажного раствора, изменяющие его химические свойства или заменить реагент на менее опасный и применять специальные средства индивидуальной защиты.



Таблица 2. - Результаты проведения II серии опытов с растворенной резиновой добавкой Plastic Mark Dissolved 10 (PMD-10)

Параметры образцов												
контрольный образец обычного цемента $\rho=1,9 \text{ г/см}^3$ ; В/Ц =0,45												
PMD-10 $\rho=1,9 \text{ г/см}^3$ , В/Ц =0,45,												
	сжатие			изгиб			ударная вязкость					
	50*50*50			40*40*160			30*40*160					
	прочность, МПа			прочность, кН			отклонение град//кДж/м <sup>2</sup>					
Условия	конт. обр.	PMD-10 10 5%	PMD-10 10%	PMD-10 20%	конт. обр.	PMD-10 5%	PMD-10 10%	PMD-10 20%	Конт обр.	PMD-10 5%	PMD-10 10%	PMD-10 20%
Атм. усл. T=20 °C, P= 0,1 МПа	8,964								6/ 2,36			
P=0,1 МПа, T=75 °C	19,8	14,27	15,61	8,96	1	1,7			3/0,99			
		19,25		9,82(UCA)*		1,73						
НРНТ, T=75 °C, P=15 МПа	29,32	19,92	16,05									
	36,32	21,5	19,52									

\* Ultrasonic Cement Analyzer (UCA) - акустический прибор контроля развития прочности цементного камня

Эксперимент доказал, что при использовании композиционного материала Plastic Mark 10 и Plastic Mark Dissolved 10 цементный камень становится более упругим и устойчивым к вибрациям и ударным нагрузкам. Вероятность образования трещин значительно снижается, прочность цементного камня больше или соответствуют стандартным цементам, в зависимости от различных условий. Результаты получены с использованием зарубежного оборудования и подтверждены на базе российского оборудования.

Plastic Mark 10 повышает качество цементного камня, делает его прочным и устойчивым к ударным нагрузкам, который, в сочетании с новыми технологиями интенсификации добычи нефти, может повысить технологический уровень производства нефтяных компаний.

Таблица 3. - Общая таблица результатов эксперимента.

<b>Сравнение</b>									
контрольный образец обычного цемента $\rho=1,9 \text{ г/см}^3$ ; PMD-10 $\rho=1,9 \text{ г/см}^3$ , В/Ц =0,45,									
	<b>сжатие</b>			<b>изгиб</b>			<b>ударная вязкость</b>		
	<b>50*50*50</b>			<b>40*40*160</b>			<b>30*40*160</b>		
<b>Условия</b>	<b>прочность, МПа</b>			<b>прочность, кН</b>			<b>отклонение град// кДж/м<sup>2</sup></b>		
	<b>конт обр.</b>	<b>PM-10</b>	<b>PMD- 10</b>	<b>конт обр.</b>	<b>PM-10</b>	<b>PMD- 10</b>	<b>конт обр.</b>	<b>PM- 10</b>	<b>PMD- 10</b>
Атм. усл. T=20°C, P = 0,1МПа	8,964	1,597		1,97	0,65		6/ 2,36	6/2,36	
P=0,1 МПа, T=75 °C	19,8	21,35	14,27	1	1,5	1,7	3/0,99	6/2,36	
			19,25			1,73			
НРНТ, T=75 °C, P=15 МПа	29,32	16,14	19,92						
	36,32	13,75	21,5						

## Список использованных литературных источников

1. Григорян Н.Г. Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами./ Н.Г. Григорян. – Москва, Недра, 1982
2. Гайворонский И.Н. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации./ И.Н. Гайворонский. – Пермь, Ухтинский индустриальный институт, 1985. – 79 с
3. Булатов, А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин./ А.И. Булатов – Москва, Недра, 1983 г
4. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытания. – Взамен ГОСТ 26798.0-85 - ГОСТ 26798.2-85; Введ. с 01.10.1998. – Москва: Изд-во стандартов, 1998. – 18 с.
5. ГОСТ 26798.2-96 Цементы тампонажные типов I-G и I-H. – Введ. с 01.10.1998. – Москва: Изд-во стандартов, 1998. – 12 с.
6. ГОСТ 9454-78 Методы испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах. - Взамен ГОСТ 9454-60, ГОСТ 9455-60 и ГОСТ 9456-60; Введ.с 17.04.78. – Москва: Изд-во стандартов, 1994. – 26 с.
7. ГОСТ 15.101–98 Порядок выполнения научно-исследовательских работ. – Взамен ГОСТ 15.101–80; Введ. с 01.07.2000. – Минск: Изд-во стандартов, 2000. – 10 с.

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТЬЕВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ  
ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(FEATURE OF WELL HEAD EQUIPMENT OPERATION DURING  
ACHIMOV DEPOSITS DEVELOPMENT OF URENGOY OIL, GAS AND  
CONDENSATE FIELD)**

Юсупов А.Д.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Обществу «Газпром добыча Уренгой» принадлежат шесть лицензионных участков ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, суммарные балансовые запасы на данных участках составляют 1,5 трлн. м<sup>3</sup> сухого газа и 500 млн. тонн газового конденсата.

2008 год – начало разработки ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Совместным российско-немецким предприятием ЗАО «Ачимгаз» введена в эксплуатацию УКПГ-31. В октябре 2009 года в эксплуатацию запущен Газоконденсатный промысел №22. Разработка и обустройство ачимовских отложений на всех лицензионных участках одно из основных направлений развития Общества «Газпром добыча Уренгой» в ближайшие годы.

Пласты ачимовских отложений неоднородны по своему строению и характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями – на глубине 3700 метров давление составляет до 60 МПа, а температура 106 °С.

07 августа 2014 года было выявлено образование пузырьков пластовой смеси по фланцевому соединению крестовины и аварийной запорной арматуры на фонтанной ёлке газоконденсатной скважины № 2114 (рисунок 1).

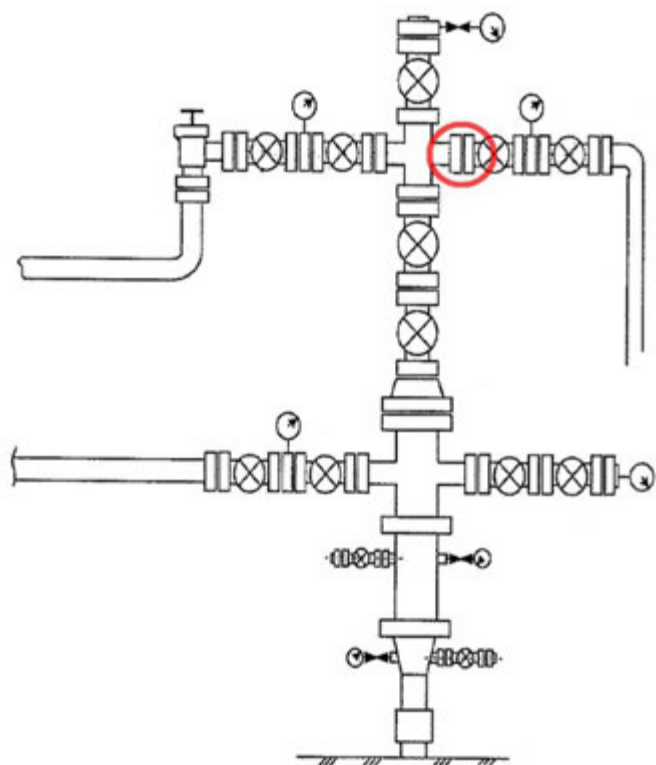


Рисунок 1. Место разгерметизации фланцевого соединения

После чего было принято решение о необходимости остановки скважины и разгерметизации фланцевого соединения. В ходе осмотра уплотнительного кольца и фланцевого соединения было выявлено механическое разрушение уплотнительного кольца и места посадки уплотнительного кольца на крестовине и запорной арматуре (рисунок 2).



Рисунок 2. Разрушения, вызванные углекислотной коррозией

В ходе замены крестовины было установлено наличие механического разрушения места посадки под уплотнительное кольцо на надкоренной запорной арматуре, а также нарушение целостности проходного сечения надкоренной запорной арматуры. Позже были

выполнены работы по замене надкоренной и коренной запорной арматуры с заменой уплотнительных колец. В ходе проведения работ по замене запорной арматуры было установлено нарушение целостности проходного сечения адаптера и места под посадку уплотнительного кольца. После была проведена ревизия других скважин Ачимовского горизонта и были выявлены такие же разрушения оборудования.

Для определения возможных причин разгерметизации и повлекшего ее износа элементов фонтанной арматуры был разработан комплекс мер, включающий в себя:

- визуально-измерительный контроль элементов фонтанной арматуры и элементов обвязки скважин, подвергшиеся повреждениям;
- ультразвуковая толщинометрия элементов обвязки скважин;
- проверка соответствия материала элементов фонтанной арматуры, заявленного заводом-изготовителем;
- исследование металла элемента фонтанной арматуры, подвергшегося повреждениям;
- проверка наличия твердых частиц в сепараторах первой ступени установки комплексной подготовки газа;
- диагностика насосно-компрессорных труб;
- определение химического состава добываемого флюида.

В результате визуального и измерительного контроля демонтированных элементов на внутренней поверхности был обнаружен неравномерный износ металла, характеризуемый наличием на поверхностях изнашивания видимых невооруженным взглядом язв и продольных бороздок различной длины, глубины и плотности расположения. Некоторые из таких повреждений имели выход на поверхность канавок под уплотнительную прокладку, что и привело к разгерметизации фланцевого соединения.

По результатам ультразвуковой толщинометрии определено, что уменьшение толщины стенки элементов фонтанной арматуры, контактировавших с потоком рабочей среды, достигает 6,3 мм. Данные значения, на сегодняшний день, не являются аварийными.

Химический состав стали определялся на фрагменте элемента фонтанной арматуры, подверженного разрушению, при помощи оптического спектрометра. Данные исследования проводились в нескольких лабораториях и результаты во всех лабораториях подтвердились. Марки стали корпусных деталей элементов фонтанной арматуры соответствуют заявленным сертификатам, согласно которым материал изготовления элементов фонтанной арматуры сталь 30ХМА. Полученные результаты представлены в таблице 1, в которой видно незначительное превышение содержания хрома, что не снижает служебных характеристик материала.

Таблица 1. – Химический состав стали

Материал	Массовая доля элементов, %								
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Cu
Контрольный анализ	0,3148	0,29	0,63	0,0097	0,0055	1,17	0,1727	0,0656	0,0762
Требования ГОСТ 4543-71	0,26 – 0,33	0,17 – 0,37	0,40 – 0,70	≤ 0,025	≤ 0,025	0,80 – 1,10	0,15 – 0,25	≤ 0,30	≤ 0,30

Механические характеристики исследуемого материала определяли на стандартных цилиндрических образцах на разрывной машине, твердость по Виккерсу на твердомере с последующим табличным переводом по Бринеллю и работу удара на копре маятниковом с криокамерой. Результаты контрольных испытаний и требований ГОСТ Р 51365-2009 приведены в таблице 2. Как видно из таблицы прочностные и пластинчатые характеристики, работа удара, твердость по Бринеллю исследуемого металла фонтанной арматуры соответствуют требованиям ГОСТ Р 51365-2009, предъявляемым к устьевому оборудованию.

Таблица 2. – Механические свойства стали 30ХМА

Материал	Временное сопротивление $\sigma_B$ , МПа	Предел текучести и $\sigma_{0,2}$ , МПа	Относительное удлинение $\delta$ , %	Относительное сужение $\psi$ , %	ТТвѐрдост ь НВ	Работа удара KV, Дж	
						+20 °С	-60 °С
Средние полученные значения образцов стали 30ХМА	658	469	24	72	210	181	41
Требования ГОСТ Р 521365-2009	≥586	≥414	≥17	≥35	≥174	–	≥20

Микротвердость металла измеряли вдавливанием четырехгранной алмазной пирамидки с квадратным основанием по методу восстановления отпечатка при статической нагрузке. Замеры твердости осуществлялись в точках, где предполагалось разрушение металла под воздействием эрозии и на участках, удаленных от зоны разрушения металла.

Полученные данные (Таблица 3) свидетельствуют о том, что у образца №1 на отдельных участках имеется механический наклеп с повышенной микротвердостью. У остальных образцов микротвердость практически одинаковая, что говорит о том, что металл по всей поверхности не подвергался механической бомбардировке твердыми

частицами газо-жидкостного потока, способной вызвать его эрозионное разрушение.

Таблица 3.– Микротвердость металла

№ образца	Место вырезки образцов	Металл темплета	Микротвердость, НВ
1	Участок с раковинами	Приповерхностный слой металла Металл вдали от поверхности	278 – 432 194 – 210
2	Участок с раковинами	Приповерхностный слой металла Металл вдали от поверхности	186 – 220 194 – 210
3	Участок с раковинами	Приповерхностный слой металла Металл вдали от поверхности	176 – 198 176 – 201
4	Участок с ручьистым рельефом	Приповерхностный слой металла Металл вдали от поверхности	198 – 201 206 – 220

Результаты проведенного металлографического анализа приповерхностного слоя темплета и замеров микротвердости позволяют сделать заключение о том, что деформация приповерхностного слоя наблюдается лишь на отдельных, незначительных по площади участках. В основном на внутренней поверхности темплета корпусного металла элемента фонтанной арматуры наблюдается коррозионное разрушение (рисунок 3). В микроструктуре всех исследованных образцов имеются следы коррозии в виде язв глубиной до 0,08 мм.

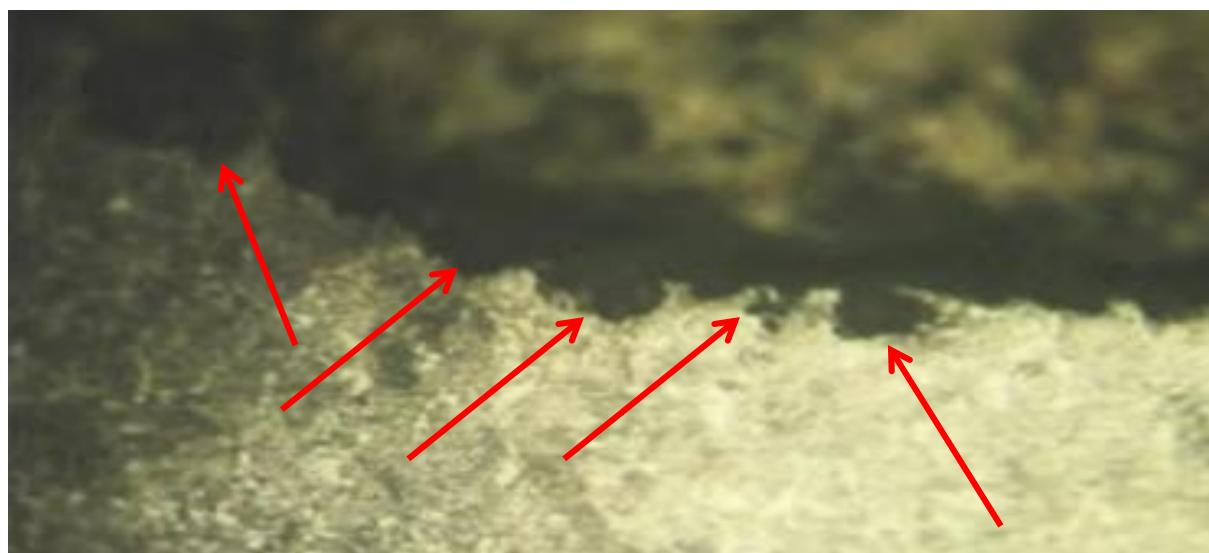


Рисунок 3. Участок темплета со следами язвенной коррозии

При проверке наличия механических частиц в сепараторах первой ступени установки комплексной подготовки газа значительного их количества не обнаружено.



Техническое обследование насосно-компрессорных труб скважины № 2114 показало, что ни трубы, ни их муфтовые соединения не подверглись разрушению в течение пяти лет эксплуатации. Это свидетельствует о том, что в составе добываемого продукта отсутствует достаточное количество твердых частиц, способных вызвать эрозионное разрушение металла при установившихся скоростях потока флюида. Не обнаружено коррозионное разрушение металла насосно-компрессорных труб, вероятно, из-за того, что НКТ и их соединения изготовлены из стали японского производства 13Cr, достаточно стойкой против коррозии.

Углеводороды сами по себе не являются агрессивными средами. И для коррозионного процесса в их составе должны содержаться коррозионно-активные компоненты, такие как кислород, сероводород или углекислый газ. Изучив газоконденсатные исследования скважины № 2114 от 24.05.2013 г. было выявлено содержание углекислого газа около 1,3 - 1,5 %. Парциальное давление для условий устья скважины № 2114 составляет 0,22 МПа. В соответствии с ГОСТ Р 51365–2009 данная скважинная среда является высококоррозионной.

Изложенное выше позволяет предположить, что наличие в составе добываемого продукта двуокиси углерода и температурный режим 70 - 90 °С создают благоприятные условия для протекания углекислотной коррозии сталей, не обеспеченных ингибиторной защитой. Данные подтверждаются графиком на рисунке 4 [1].

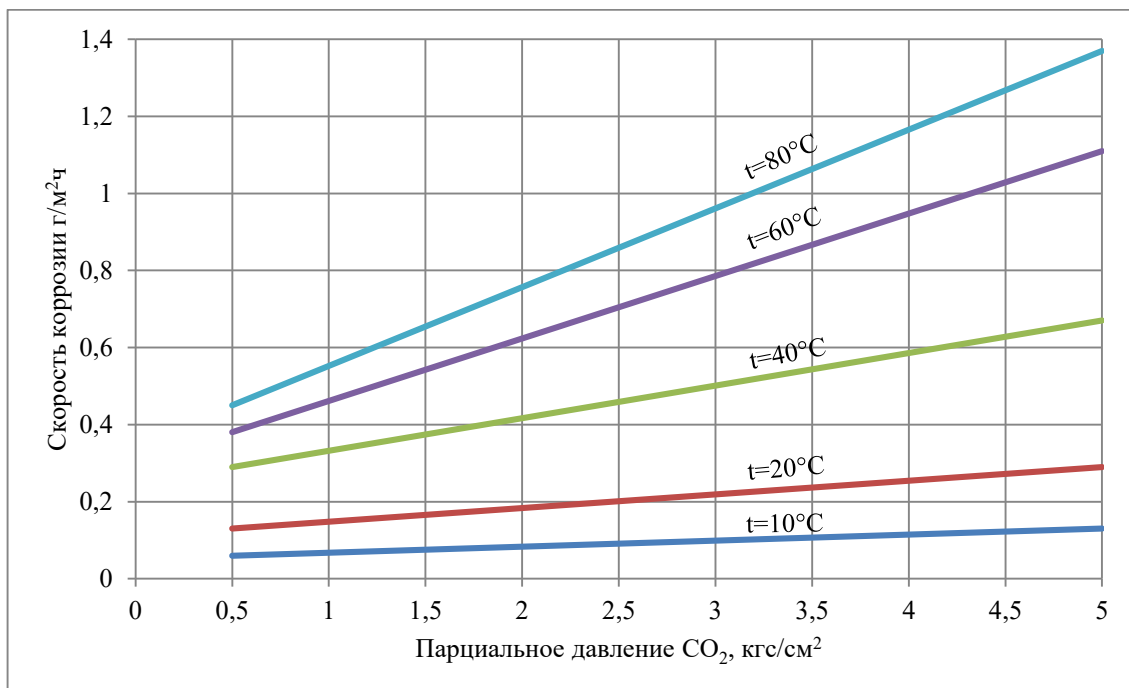
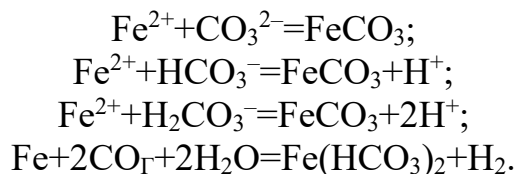


Рисунок 4. Зависимости скорости коррозии от парциального давления углекислого газа

Углекислый газ в растворе может находиться в нескольких формах. И каждая из форм взаимодействует с ионами железа по одной из следующих реакций [2]:



Таким образом, в результате углекислотной коррозии на внутренней поверхности оборудования образуются карбонаты, облегчающие эрозию поверхности арматуры потоком флюида, движущимся со скоростью 4 - 7 м/с, но не способным вызвать эрозию поверхности оборудования без предварительного её коррозионного разрушения. То есть защитный слой из продуктов коррозии не значителен или отсутствует вследствие движения добываемого продукта, поэтому агрессивная среда постоянно воздействует непосредственно на незащищенную поверхность металла [3].

Еще одним доказательством коррозионной природы разрушения металла является то, что разрушения обнаружены лишь на элементах, расположенных до дросселя, понижающего давление и температуру, но увеличивающую скорость потока флюида. Данное обстоятельство подтверждает отсутствие необходимого количества абразивных частиц в его составе для реально опасного процесса эрозионного разрушения оборудования. Если обнаруженные разрушения были бы вызваны процессом эрозии, то это обязательно привело бы к разрушению металла труб, расположенных сразу после дросселя, из-за увеличения скорости потока флюида. Также известно, что скорость углекислотной коррозии имеет линейную зависимость от парциального давления углекислого газа. Соответственно при падении рабочего давления после дросселя с 21 МПа до 12,5 МПа, снижается парциальное давление  $\text{CO}_2$  и скорость коррозии уменьшается. Поэтому на внутренней поверхности оборудования, расположенного после дросселя, понижающего давление, следов коррозии не обнаружено.

В нашем случае рабочая среда является высокоагрессивной и для предотвращения аварий оборудования необходимо предусмотреть противокоррозионную защиту. Для обеспечения противокоррозионной защиты применимо три решения: 1) применение ингибиторов; 2) нанесение защитных покрытий; 3) замена материала фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки скважин на коррозионностойкие материалы.

Но чтобы обосновать применение ингибиторов, необходимо учесть много требований. Одним из требований является доступность пунктов введения ингибиторов. В нашем случае проектом на фонтанной арматуре не предусмотрено узлов введения ингибиторов. И даже в случае

разработки и установки пунктов ввода ингибитора необходимы дорогостоящие мощные насосы для его введения, в связи с высоким рабочим давлением. К суммарным затратам также относится закупка ингибиторов, обслуживание и ремонт оборудования. Изучив все факторы, использование ингибиторов было принято не целесообразным.

Известен материал Inconel 625 (российский аналог сталь ХН75МБТЮ), обладающий повышенными механическими и защитными свойствами. Нанесение данного материала на внутреннюю поверхность элементов фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки скважин позволило избежать преждевременного разрушения оборудования при разработке ачимовских отложений в организациях ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» и ЗАО «АЧИМГАЗ». Учитывая разницу в стоимости стали марки 30ХМА и покрытия Inconel 625 (Таблица 4) целесообразнее и экономически оправданнее наносить покрытие на внутреннюю поверхность оборудования, нежели отливать деталь из дорогостоящего материала Inconel 625.

Таблица 4.– Сравнительный анализ материалов

Материал	$\sigma_b \geq$ , МПа	$\sigma_{0,2} \geq$ , МПа	$\delta_5 \geq$ , %	$\Psi \geq$ , %	Стоимость за тонну, руб
30ХМА ГОСТ 4543-71	655	517	17	35	35 000
Inconel 625 (Аналог ХН75МБТЮ)	1276	1034	12	20	2 600 000

Таким образом, было принято решение, что оптимальным способом обеспечения защищенности элементов фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки скважин от разрушения является нанесение защитного покрытия на внутреннюю поверхность, контактирующую с рабочей средой.

## Список использованных литературных источников

1. Хазанджиев С.М. Теоретические исследования коррозии газопроводных сталей в условиях влажного природного газа, содержащего сероводород и углекислоту. – М.: ОАО "Газпром ВНИИГАЗ", 2000. – С. 28–30.

2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003. – 126 с.

3. Даминов А.А. Коррозионные повреждения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западносибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. – 2010. – 6. С. 26–36.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕРЕГОУКРЕПЛЕНИЯ  
НЕФТЕТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЗАПАДНОЙ  
ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ  
(ANALYSIS OF NEW TECHNOLOGIES TO STRENGTHEN SHORE  
OIL TRANSPORT INFRASTRUCTURE OF THE WESTERN PART OF  
THE ARCTIC SHELF OF RUSSIA)**

Бадратдинов М.В.

(научный руководитель: профессор Губайдуллин М.Г.)  
Северный (Арктический) федеральный университет имени  
М.В. Ломоносова

К особенностям освоения Арктики относятся суровый климат и условия вечной мерзлоты, большая удаленность, отсутствие постоянных дорог для завоза необходимого оборудования и топлива. Активное освоение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (юго-восточная часть Баренцева моря), а также разведка и добыча нефти в шельфовой части требуют наличие современной и конкурентоспособной инфраструктуры, обеспечивающей долговечность, надежность и безопасность для нефтегазовой индустрии в рассматриваемом регионе. При этом важным аспектом является сохранение экологической среды в неизменном виде.

Приповерхностный слой атмосферы Арктики на протяжении многих лет подвержен постоянному повышению температуры [1], что в свою очередь отводит в сторону континента и уменьшает границы береговой части. Отсюда возникает проблема берегоукрепления, создание нефтетранспортных сооружений устойчивых к воздействию внешней среды.

Все это делает актуальными задачи по совершенствованию существующих или разработке новых, эффективных, экономически оправданных технических решений, позволяющих рационально использовать природные ресурсы, снижать общие капиталовложения, выполнять требования экологической и промышленной безопасности, как в прибрежной территории моря, так и на суше.

В настоящее время все актуальнее становится проблема поставки грузов морским путем, это связано как с климатическими изменениями, так и с активным развитием инфраструктуры на побережье Арктики в первую очередь для обслуживания шельфовых проектов. Таким образом, необходимо круглогодичное и надежное место швартовки судов для разгрузки и доставки наземной техникой до объектов, а так же применение соответствующих мероприятий по берегоукреплению и созданию устойчивых к агрессивному воздействию дорожных покрытий.

Существуют различные методы строительства ледовых переправ и причалов. Однако, одни из них требуют больших энергозатрат на

охлаждение и фазовые превращения непосредственно воды термосифонами, значительные затраты на монтаж-демонтаж, невозможность использования ледяных переправ в летние периоды года, возможность формирования в ледяной платформе температурных трещин; а также ограниченные сроки и возможности применения в морях. Другие имеют недостаточную устойчивость и надежность сооружения при подвижках на него смерзшихся ледяных полей, ограниченный (не более 1...2 лет) срок эксплуатации [2].

Данная проблема была исследована на кафедре транспорта, хранения нефти, газа и нефтепромыслового оборудования САФУ им. М.В. Ломоносова. Получен патент на изобретение способа возведения ледяного причала в арктических морях [3], которое относится к области строительства гидротехнических сооружений, используемых в составе северного морского пути для доставки судами грузов, оборудования на побережье арктических морей, углеводородного сырья потребителям.

Способ возведения ледяного причала в арктических морях реализуется следующим образом (рис. 1). В зимний период года, на достаточно прочном для дорожно-строительной техники ледяном покрове 1 выбирают наиболее приемлемую для строительства ледяного причала площадку 2. Поверхность площадки 2 очищают от снега, по сетке со сторонами порядка 20...50 м устраивают снежные валики, закрепляют в них многооборачиваемые емкости, сделанные из вертикальных щитов. Для исключения негативного влияния на прочностные свойства причала температурных колебаний воздуха емкости относительно друг друга устанавливают с зазорами 3 шириной более 0,25 м. Данные емкости заполняют морской водой, и послойно промораживают за счет естественного холода. При этом из емкостей периодически удаляют концентрированный рассол, добавляют морскую воду. При возведении площадки 2, с учетом круглогодичной, свыше двух лет ее эксплуатации, морскую воду промораживают в емкостях на высоту, превышающую двухкратную толщину естественного промерзания льда  $H_l$  (рисунок 2, 3). После формирования по всей поверхности площадки 2 упрочненного ледяного покрова на его поверхности осуществляют бурение льда, заполнение несквозных скважин 4 пресной водой и промораживание в них воды за счет естественного холода. В результате по всей площади 2 происходит дополнительное упрочнение ледяного покрова. Для снижения влияния подвижек (дрейфа) ледяных полей, ледяных дорог 5 на безопасность, продолжительность эксплуатации причала на поверхности участков взаимодействия упрочненного покрова с надвигающимися ледяными полями, дорогами дополнительно возводят емкости и в них послойно промораживают морскую воду. В результате многократного намораживания льда на поверхности этих участков под упрочненным ледяным покровом создают опирающиеся на дно ледяные опоры 6 и

заполненные водой шлюзовые камеры, образованные упрочненным ледяным покровом, донными отложениями 7 и вертикальными ледяными опорами 6. Наряду с вышеприведенными мероприятиями для повышения безопасности эксплуатации причала в опорах 6, донных отложениях 7 бурят скважины и в их полости устанавливают термосифоны 8, а затем в опорах 6, донных отложениях 7 поддерживают отрицательные температуры.

Для защиты судна 11 от штормов, дрейфа смерзшихся ледяных полей в одной из ледяных опор шлюзовой камеры устанавливают обрамление 9 и гидротехнический затвор 10. При открытом затворе 10 в периоды штормов, подвижек ледяных полей заводят или выводят судно 11 из шлюзовой камеры в море.

Предлагаемый способ позволяет исключить применение дорогостоящих материалов для возведения причалов, осуществлять по северному морскому пути долговременную доставку грузов, оборудования на берег, углеводородного сырья потребителям. Способ целесообразно использовать для возведения причалов в арктических морях, обеспечения безопасности судов при экстремальных штормах, подвижках смерзшихся ледяных полей.

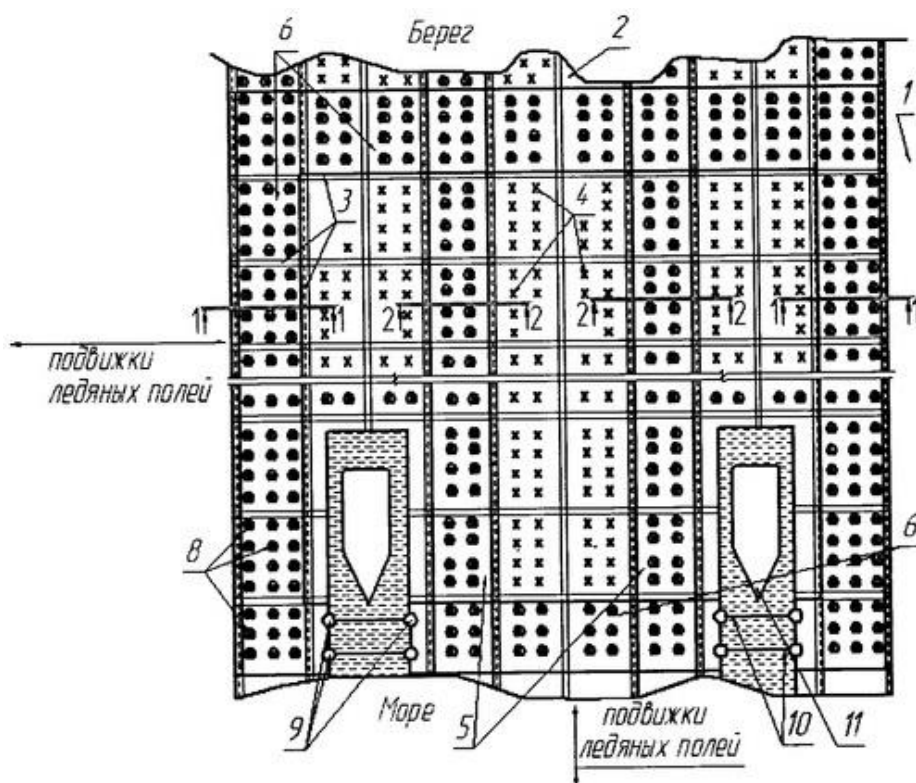


Рисунок 1. План упрочненного ледяного причала

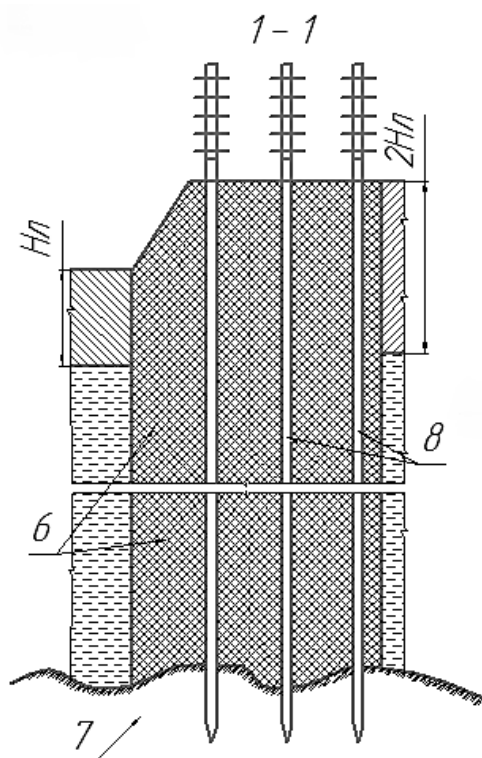


Рисунок 2. Разрез ледяной опоры

5 – дорога, 6 – ледяная опора,  
7 – донные отложения, 8 – термосифоны

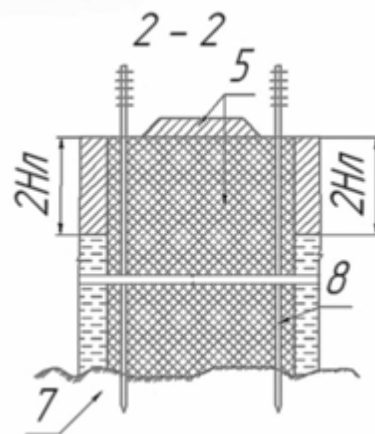


Рисунок 3 - Разрез дороги

К существенным отличиям и преимуществам в сравнении с другими способами относятся: возведение при оптимальных затратах ледяного причала в арктических морях, обеспечение в условиях штормов, подвижек смерзшихся ледяных полей безаварийной, многолетней эксплуатации, включающей круглогодичную швартовку судов, доставку грузов, оборудования по ледяным дорогам на побережье.

Освоение прибрежных районов арктических морей на нефть и газ сопровождается возведением различных по назначению сооружений нефтегазовых промыслов с защитой от штормовых, ветровых, волновых воздействий и подвижек льда, что актуально для рассматриваемого района.

Для предупреждения размыва морской береговой линии, разрушения дорожного покрытие, технологических площадок волновыми воздействиями от шторма необходимо еще на стадии проектирования объектов в прибрежных зонах Арктики проводить детальные изыскания, а так же применять новые разработки, наряду с известными решениями для обеспечения безопасной эксплуатации береговых сооружений.

На кафедре транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Института нефти и газа САФУ имени М.В. Ломоносова разработан, и запатентован способ строительства защитной дамбы на побережье арктического моря. Существующие решения имеют ряд недостатков, как например использование



дорогостоящих конструкций и материалов, как например железобетонные изделия, щебень, промышленные ткани, плёнки, битум, известь, цемент. Преимуществом предлагаемой технологии сооружения защитных дамб является то, что дамба, возводимая на побережье арктического моря одновременно выполняет функции, как дороги, так и защиты объектов, расположенных на верхних морских террасах (рисунок 4). Конструктивно дамба включает в себя отсыпку песчаного основания 1, слой искусственного щебня 2 (материалом для изготовления служит термоокисленный (отвержденный высоковязкой нефтью) грунт), нижнюю часть обоймы 3, при этом сама обойма армируется стальными сетками 4. На нижней части обоймы устанавливается водоприемный коллектор 5 и водосточные трубы 6, а затем отсыпается грунтовая дамба 7. Защитой от подвижек ледяных полей служат анкера 15, которые закрепляют нижнюю часть приурезового откоса дамбы. Грунтовая насыпь упрочняется стержневой арматурой 16, а так же анкерными пластинами 17. Укладываемый слой искусственного щебня 8 и рабочее покрытие 9 служат поверхностью, по которой двигается морская вода в периоды штормов и далее сквозь отверстия бордюров 10 через дренирующий слой искусственного щебня 12 сбрасывается в море. Это же применимо и к выпадению большого числа атмосферных осадков.

Дополнительно между берегом 11 и фильтрующей тканью 13 имеющееся пространство заполняется местным грунтом 14.

Предлагаемое решение обеспечивает беспрепятственный пропуск морской воды, льда, надежность и долговременную безопасность гидротехнического сооружения. При весенних подвижках ледяных полей на дамбу происходит перемещение льдин по пологому склону приурезового откоса к верхней части сооружения и аккумуляция льда на верхних террасах побережья. В начале летнего периода происходит таяние льда и сброс по дренам воды в море [4].

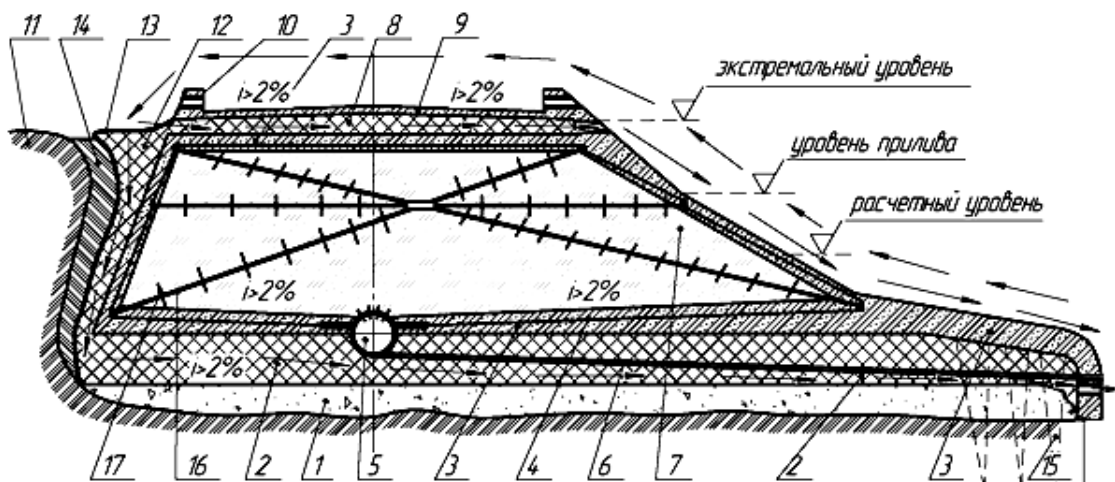


Рисунок 4. Поперечный разрез гидротехнической дамбы

В дополнение к вышеприведённой технологии укрепления берега целесообразно применять технологию снижения негативного влияния ветровой и волновой эрозии на прибрежных участках, сложенных пылеватými грунтами [5] (рисунок 5).

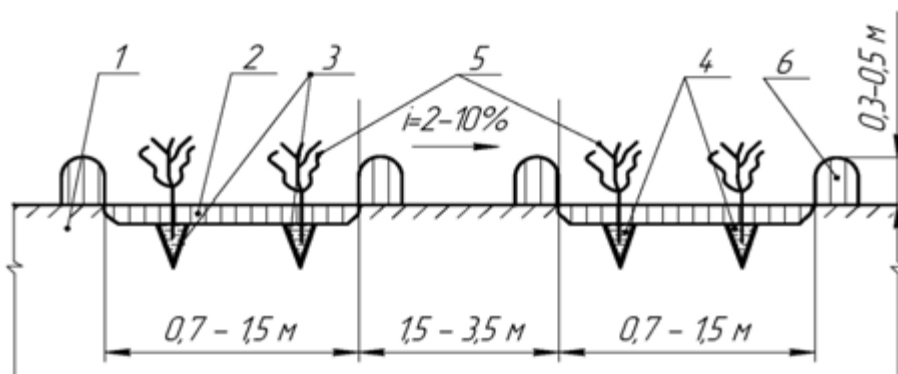


Рисунок 5. Схема способа защиты морских террас

Реализация способа включает в себя срезку верхнего слоя покровных отложений 1 и перемешивание их в смесителе с высоковязкой нефтью, далее осуществляют термоокисление и полимеризацию. Получившуюся смесь укладывают на поверхности откосов, далее производят уплотнение до получения упрочнённых мозаично расположенных участков 2 на расстоянии друг от друга в 1,5...3,5 метра. Площадь участков составляет 0,5...2,25 м<sup>2</sup>, а глубина залегания 0,15...0,25 метра. Располагают друг от друга на расстоянии 1,5...3,5 метра. Полые анкера 3 для крепления слоя 2 к подстилающим грунтам изготавливают из отверждаемой смеси пылеватых грунтов и «тяжелой» нефти. Снегозадерживающие обваловки 6 размещают по периметру каждого из рекультивируемых участков и возводят их из термоокисленного грунта.

Благодаря тому что, в подстилающие грунты и в полости анкеров 3 вносят биологически приемлемые для рекультивации вещества 4 (донный ил, верховой торф, сфагнум), активизированные семена или высаживают саженцы кустарничковых растений 5, данный способ защиты морских террас позволяет закреплять пылеватые, засоленные пески, защищать обширные участки побережья от ветровой и морской эрозии, снижать затраты на освоение арктических регионов.

Рассмотренные технологии обустройства нефтетранспортной инфраструктуры прибрежно-шельфовой части Арктики позволяют эффективно и экономически выгодно использовать существующие материалы для строительства объектов. Разработка новых технологий и технологических решений позволяет включить в хозяйственный оборот (производство, реализация) те ресурсы, применение которых ранее не представлялось возможным.

Освоение шельфовых объектов обуславливает развитие нефтетранспортной инфраструктуры, а в дальнейшем ее полную загрузку - круглогодичное использование, а значит обслуживание и поддержание в технологически исправном состоянии, обеспечение промышленной и экологической безопасности на всех этапах строительства и эксплуатации объектов прибрежно-шельфовой части Арктики России.

### **Список использованных литературных источников**

1. Новые риски для Северного морского пути: экстремальные штормы, айсберги и эрозия берегов. // Официальный ресурс Министерства образования и науки Российской Федерации. URL: <http://минобрнауки.рф/новости/4900>

2. РД 31.31.52-89 Рекомендации по проектированию, строительству и эксплуатации ледяных причальных сооружений.

3. Губайдуллин М.Г., Конюхов Д.А., Амбаров В.В., Копалин А.А., Танцюра С.А. Способ возведения ледового причала в Арктических морях. // Патент на изобретение № 2493324 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 20.09.2013 г. Бюл. № 26 на заявку № 2012114998/13 от 16.04.2012г.

4. Губайдуллин М.Г., Конюхов А.В., Амбаров В.В., Конюхов Д.А. Способ строительства защитной дамбы на побережье арктических морей. // Патент на изобретение № 2453653 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 20.06.2012 г. Бюл. № 17 на заявку № 2011106616/13 от 22.02.2011г.

5. Губайдуллин М.Г., Конюхов А.В., Калашников А.В., Амбаров В.В., Конюхов Д.А. Способ защиты морских террас, береговых откосов от ветровой и морской эрозии. // Патент на изобретение № 2460845 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 10.09.2012 г. Бюл. № 25 на заявку №2011101075/13 от 12.01.2011г.

# **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ (MATHEMATICAL SIMULATION OF EMERGENCY SITUATIONS AT GAS-MAIN PIPELINES)**

Бездетко А.Г.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

На современном уровне развития математической физики, численных методов механики сплошных сред и компьютерной техники задача создания адекватных универсальных математических моделей аварийных ситуаций, учитывающих все поражающие факторы аварий на магистральных газопроводах, является практически неразрешимой. К тому же, далеко не все организации, создающие, эксплуатирующие и контролирующие трубопроводные системы энергетических объектов, располагают мощными компьютерами, на которых можно решать, например, задачи полномасштабного моделирования пожаров с применением современных программно-математических комплексов высокого уровня. Все вышесказанное приводит к упрощениям и допущениям в математических моделях аварий.

Практически важной задачей является построение и численный анализ математических моделей, которые адекватно описывают аварии магистральных газопроводов, транспортирующих гомогенные газовые смеси. Построение моделей аварий на газопроводах здесь осуществляется в соответствие с научной концепцией численного моделирования сложных трубопроводных систем с использованием базовых моделей механики и электродинамики сплошных сред, численных методов механики и гибридных методов математической оптимизации.

Результатами математического моделирования аварийных ситуаций является:

1) научно-обоснованные прогнозы размеров и динамики изменения во времени зон поражения промышленного персонала, населения и окружающей среды от различных вредных факторов аварии (осколочный, токсический (или удушающий) и тепловой виды поражений);

2) научно-обоснованные сценарии возможных или уже случившихся аварий, необходимые для предупреждения реальной аварийной ситуации, установления и устранения ее причин, локализации и устранения ее последствий, минимизации наносимого ущерба;

3) научно-обоснованные прогнозы возникновения и развития пожарной опасности или опасности взрыва на объекте транспорта газа, прилегающему к месту гипотетического разрушения магистрального газопровода;

4) компьютерные тренажеры для промышленного персонала, позволяющие подготовить специалистов к действиям в нестандартных ситуациях, включая аварии;

5) научно-обоснованные рекомендации по повышению пожарной и промышленной безопасности энергетических объектов и т.д.

На современном этапе развития пожарной науки для оценки параметров пожаровзрывоопасных газовых выбросов или диффузионных пламен широко используются инженерные методики, основанные на обобщении результатов экспериментов и на простейших инженерных зависимостях. Однако следует отметить, что подобный подход может не только привести к существенным ошибкам в количественных значениях параметров газоздушных облаков и размеров пламен, но и дать качественно неверные результаты.

Для примера рассмотрим методику для оценки размеров и конфигурации турбулентных диффузионных факелов, образующихся при аварийных выбросах горючих газов. В частности, для определения размеров и конфигурации факелов метана с учетом действия поперечного ветрового потока предложены следующие зависимости:

$$\frac{r_{\phi}}{x} = 1,45 \cdot \left( 1 + 8,3 \cdot \frac{u_{\infty}}{u_0} \right) \cdot \left[ \frac{1}{58} \cdot \left\{ \left[ \frac{L_{\phi}}{x} \cdot \left( \frac{\rho_0}{\rho_{\infty}} \right)^{0,5} \right]^{0,5} - 1 \right\} \right]^{0,5}; \quad (1)$$

$$L_{\phi} = \frac{(4,3 \cdot H_s)^{0,8}}{\left( 1 + \frac{0,074 \cdot \sqrt{k \cdot R \cdot T}}{u_0} \right)}; \quad (2)$$

$$H_s = \frac{6,57 \cdot D_0}{f_{cmex} \cdot \left( \frac{\rho_{\infty}}{\rho_0} \right)^{0,5}}. \quad (3)$$

где:  $r_{\phi}$  - полуширина факела (факельного выброса) на расстоянии  $x$  от сечения сбросного отверстия;

$u_0$  - скорость истечения метана;

$u_{\infty}$  - скорость воздушного потока;

$D_0$  — диаметр сбросного отверстия;

$L_{\phi}$  - длина пламени;

$R$  - газовая постоянная метана;

$T$  - температура метана в сечении сбросного отверстия;

$k$  - показатель адиабаты метана;

$f_{cmex}$  - массовая доля метана на поверхности стехиометрического контура;

$\rho_0$  - плотность истекающего метана;

$\rho_{\infty}$  - плотность окружающей атмосферы;

$H_s$ -длина стехиометрического контура турбулентной струи метана.

Прежде всего, заметим, что зависимости (1) - (3) не позволяют принимать в расчет такие факторы, как неоднородность атмосферы, действительные значения коэффициентов переноса.

Для оценки геометрии факелов в широком диапазоне условий газосброса, очевидны существенные ограничения для ее использования при решении практических задач. Так например, коэффициенты расчетных зависимостей получены на основе обработки результатов экспериментов, в которых значения диаметров сбросных отверстий не превышали 100 мм. Кроме того, имеет место проблема корректного учета того факта, что истечение газа происходит из двух аварийных трубных фрагментов, проходные сечения которых имеют различную ориентацию по отношению к сносному ветровому потоку. Также затруднительно оценить в расчетах потерю импульса струй, истекающих из двух трубных фрагментов, при их возможном взаимодействии между собой и со стенками котлована. При этом следует отметить, что выполнение закона больших чисел, необходимое для корректной статистической обработки экспериментального материала, представляется весьма проблематичным из-за малого числа однотипных натурных экспериментов.

Из вышесказанного следует, что для применения формул (1) - (3) требуется неизбежное введение существенных упрощающих предположений, крайне редко реализующихся на практике. В качестве таких предположений могут, например, выступать следующие условия: проходные сечения фрагментов труб после разрыва сонаправлены: оси фрагментов нормальны к направлению ветрового потока: проходные сечения труб расположены настолько близко друг к другу, что факел можно считать составным: стенки котлована не влияют на формирование факела и т.д.

Выполним сравнительную оценку результатов численного моделирования (плоская и трехмерная постановки задачи) и применения формул (1) - (3) для определения параметров факельного выброса метана в атмосферу из аварийного МГ диаметром 1220 ммс внутренним давлением 3,0 МПа. Скорость ветра в зоне аварии равнялась 6м/с. Параметры факела, полученные инженерными методами, для данной постановки задачи представлены на рисунок 3.

При численном моделировании рассмотрим сначала двумерную постановку задачи (рисунок 4 и 5). Геометрия расчетной области и котлована при трехмерной постановке задачи показана на рисунок 6 и 7 соответственно.

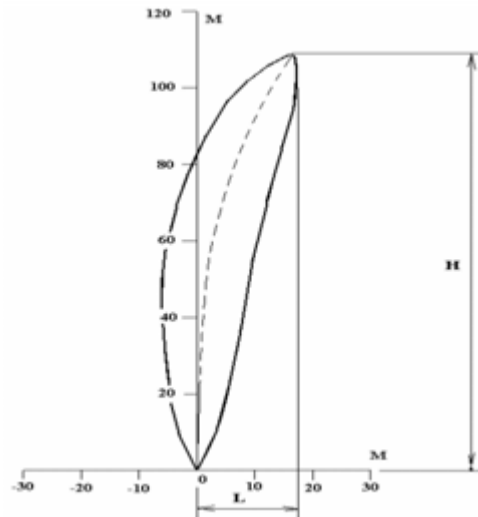


Рисунок 3. Результаты расчета основных геометрических характеристик пламени с использованием инженерного подхода (формулы (1) - (3))



Рисунок 4. Общая геометрия двумерной расчетной области

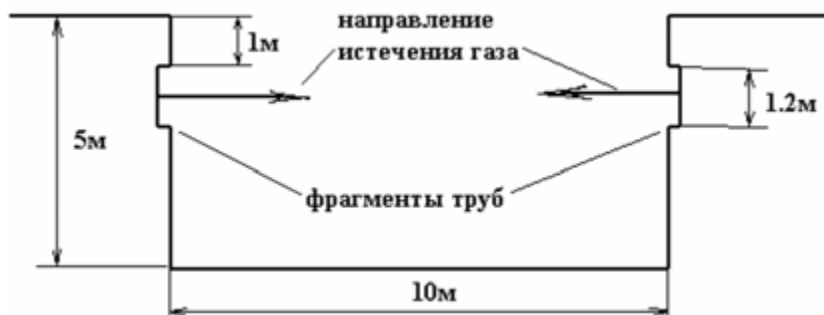


Рисунок 5. Подробная геометрия котлована в двумерной расчетной области

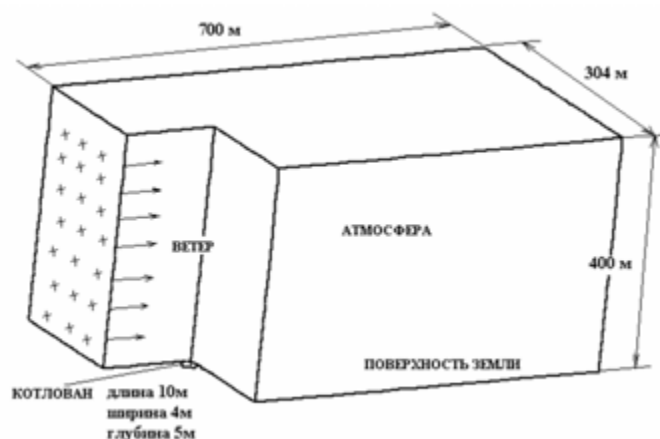


Рисунок 6. Общая геометрия трехмерной расчетной области

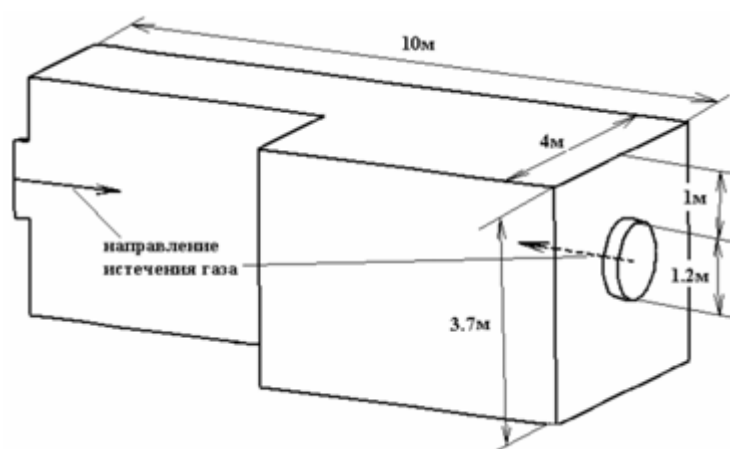


Рисунок 7. Подробная геометрия котлована в трехмерной расчетной области

Сравнительный анализ результатов моделирования факельных выбросов после решения системы уравнений Рейнольдса в плоской и трехмерной постановке с применением МКО, показал следующее (рисунок 8 - 13):

1) Наблюдается значительное различие в характере снижения скорости движения газовой среды по мере удаления от источника выброса. При моделировании в трехмерной постановке, скорость падает до значений скорости окружающего ветрового потока на малых дистанциях от источника выброса, тогда как при моделировании в двумерной постановке скорости сохраняют высокие значения даже на значительных расстояниях (рисунок 8 и 10). Это можно объяснить тем, что в трехмерном случае имеет место более интенсивная потеря струей импульса за счет вовлечения в нее окружающего атмосферного воздуха по всей охватывающей ее поверхности. В двумерном случае процессы перемешивания истекающего газа с окружающим воздухом происходят только в одной плоскости.

2) Существенное различие в высотах струн (рисунок 12-13), получаемое с использованием двух постановок задачи, также обусловлено



увеличением для трехмерного случая поверхности интенсивного перемешивания струи истекающего газа с окружающей атмосферой.

3) При плоской постановке задачи, в отличие от трехмерной, наблюдаются отчетливо выраженные зоны рециркуляции потока истекающего газа, и закручивание струн по направлению движения ветрового потока (рисунок 10).

4) В случае трехмерной постановки задачи, в отличие от двумерной, имеет место обтекание ветровым потоком струи по всей охватывающей поверхности, что позволяет корректно учесть конвективно-диффузионные процессы, протекающие в горизонтальном направлении (рисунок 11 и 13).

Ниже приводятся результаты сравнения параметров метановоздушных облаков, полученных при моделировании истечения природного газа из газопровода при его аварийном разрыве. При идентификации геометрических размеров облаков их границей считалась изоповерхность относительных массовых концентраций, соответствующая значению 0,03 (нижний концентрационный предел горения) по массовому содержанию метана в газозоудшной смеси.

В качестве сравниваемых геометрических параметров облаков принимались их максимальная высота  $H$  и максимальная протяженность в направлении ветрового потока  $L$ , отсчитываемая от центра котлована (рисунок 11-13). Ниже, в таблица 3-6 приведены результаты сравнения оценок параметров метановоздушных облаков, выполненные численными методами в различных постановках задачи. Из представленных выше таблиц видно, что результаты расчетов с использованием двумерной и трехмерной постановок имеют значительные различия. Максимальная разница для рассмотренного варианта факельного выброса превышает 800%.

Для определения размеров и конфигурации пламени в случае возгорания струйного выброса, результаты моделирования которого в трехмерной постановке воспользуемся аэродинамической теорией газового факела Л.А. Вулиса и Л.П. Ярина. Согласно этой теории фронт пламени устанавливается там, где при инертном смешении образуется стехиометрическая метановоздушная смесь. Тогда, из представленной выше иллюстрации для установившегося трехмерного струйного выброса следует, что поверхность фронта пламени, соответствующая стехиометрической относительной массовой концентрации метана в воздухе (0,0548) имеет максимальную высоту и максимальную протяженность в направлении ветрового потока, равные 53,1 м и 62,6 м соответственно. Указанные размеры факела при пожаре изменялись в пределах 40÷70 м (для диапазона сохранения давления газа в МГ в пределах рассматриваемых в задаче).

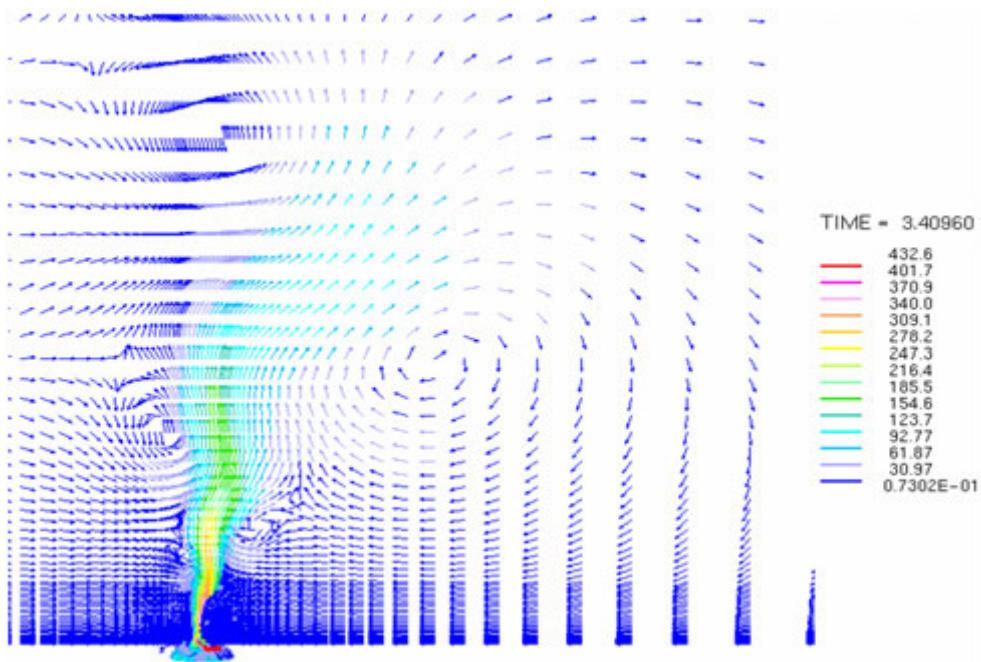


Рисунок 8. Расчетное поле скоростей в задаче истечения метана (решение системы уравнений Рейнольдса) в случае плоской постановки задачи на момент времени 3,4 с после разрыва, м/с

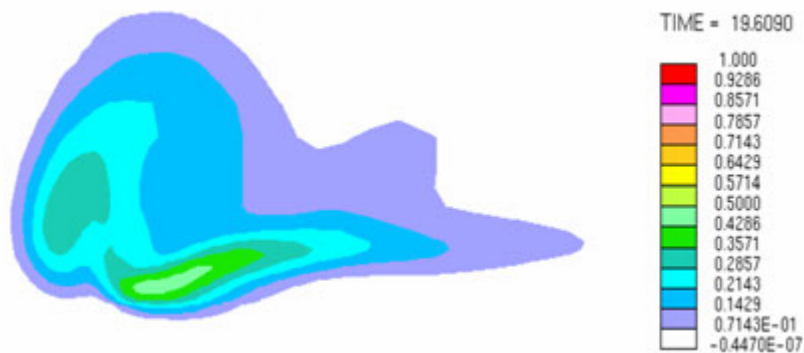


Рисунок 9. Расчетное поле массовых концентраций метана в задаче аварийного истечения (трехмерная постановка) на высоте 10 м над источником выброса на момент времени 19,6 с после разрыва (решение системы уравнений Рейнольдса)

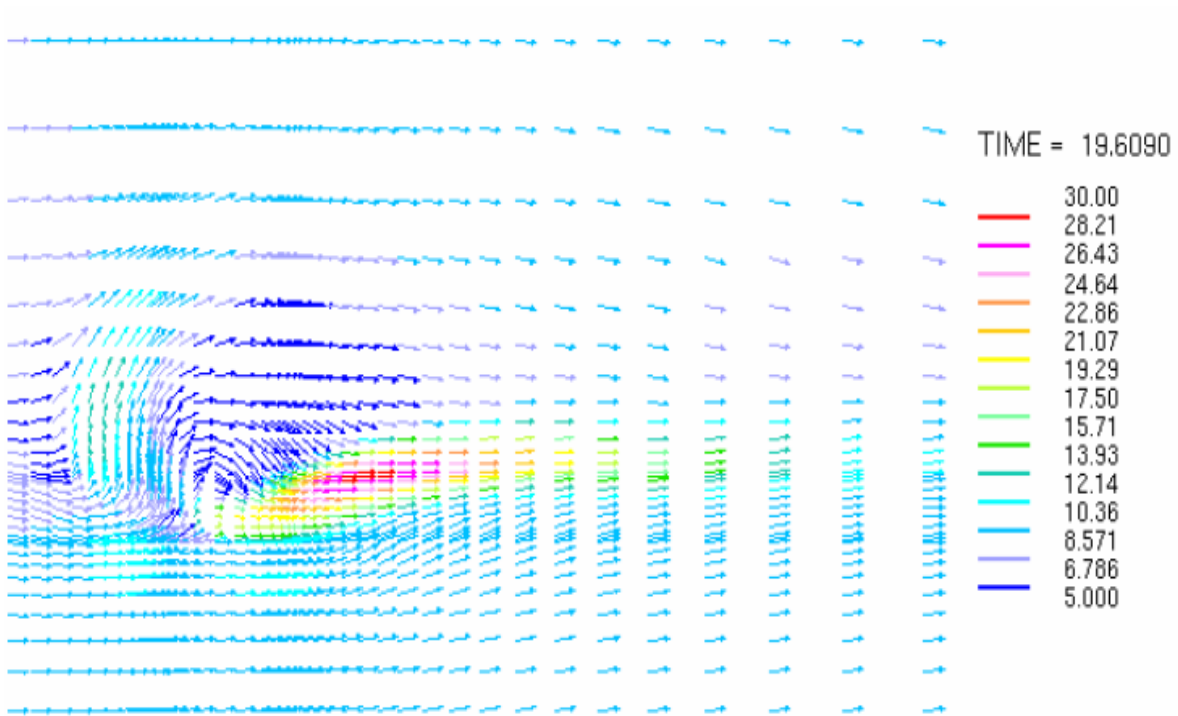


Рисунок 10. Расчетное поле скоростей в задаче аварийного истечения метана (трехмерная постановка) на высоте 10 м над источником выброса на момент времени 19,6 с после разрыва (решение системы уравнений Рейнольдса)

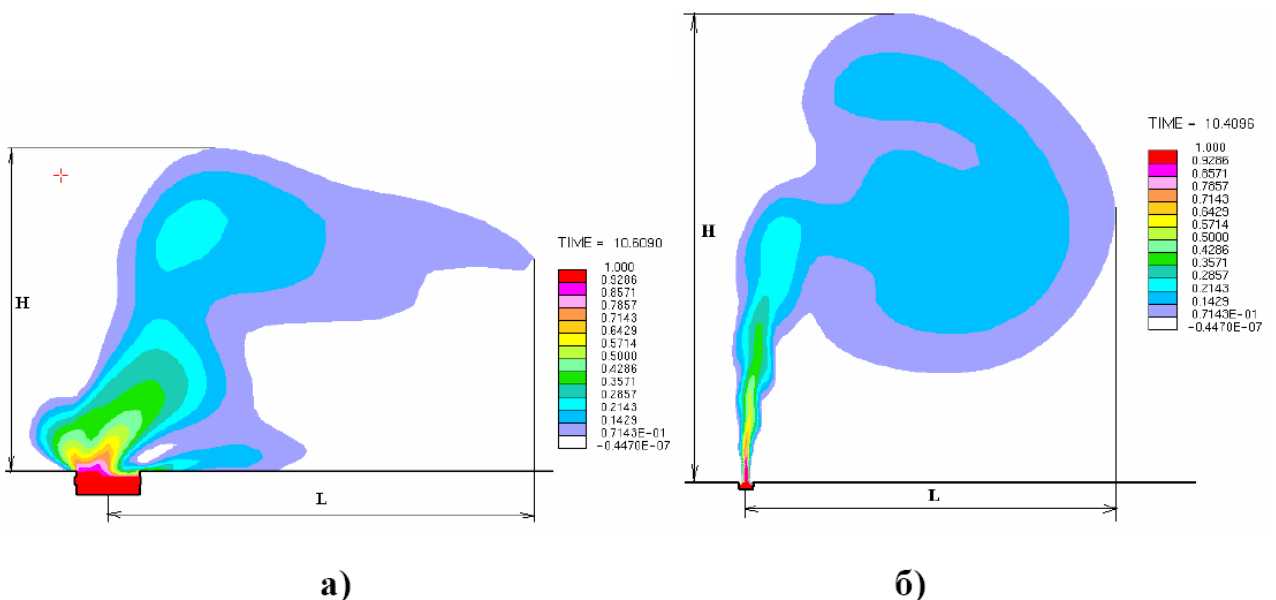


Рисунок 11. Расчетное поле массовых концентраций метана в задаче аварийного истечения (решение системы уравнений Рейнольдса) на момент времени 5 с: а) трехмерная постановка задачи б) плоская постановка задачи

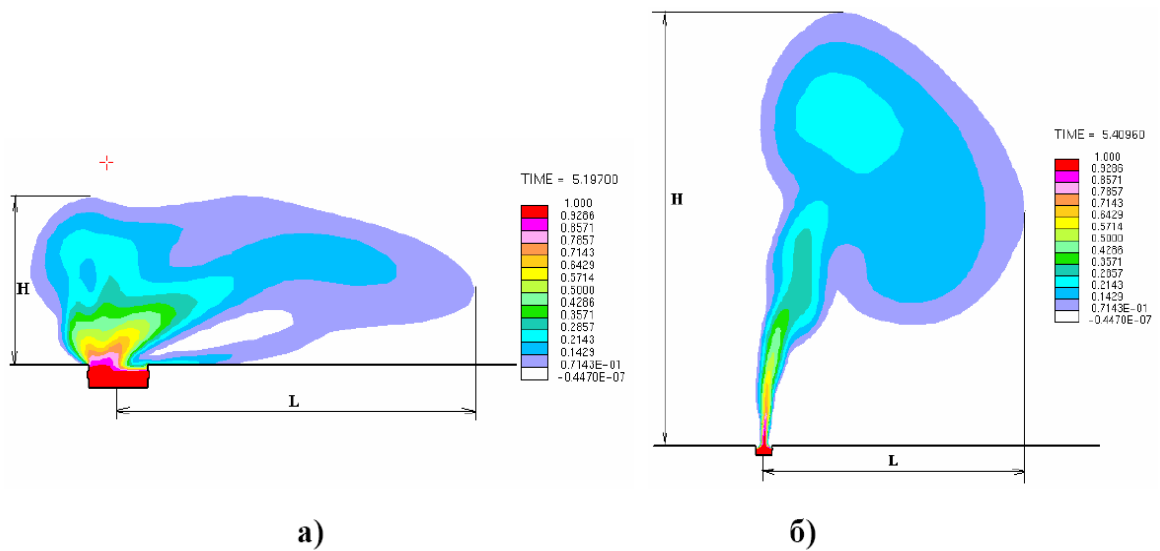


Рисунок 12. Расчетное поле массовых концентраций метана в задаче аварийного истечения (решение системы уравнений Рейнольдса) на момент времени 10 с: а) трехмерная постановка задачи б) плоская постановка задачи

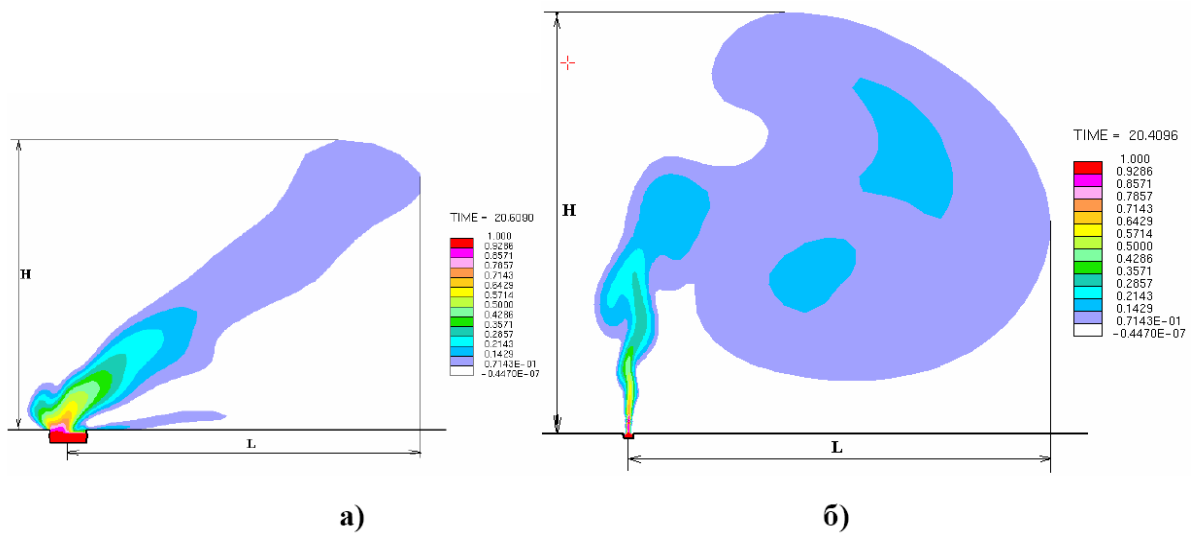


Рисунок 13. Расчетное поле массовых концентраций метана в задаче аварийного истечения (решение системы уравнений Рейнольдса) на момент времени 20 с: а) трехмерная постановка задачи б) плоская постановка задачи

Таблица 3. - Результаты расчета основных геометрических размеров метановоздушного облака в различных постановках задачи на момент времени 5 с от начала выброса

Наименование геометрического параметра	Плоская постановка	Трехмерная постановка	Различие $\Delta$ , %
Максимальная высота Н, м	260,0	28,5	812
Максимальная протяженность L, м	156,0	58,5	167

Таблица 4.- Результаты расчета основных геометрических размеров метановоздушного облака в различных постановках задачи на момент времени 10 с от начала выброса

Наименование геометрического параметра	Плоская постановка	Трехмерная постановка	Различие $\Delta$ , %
Максимальная высота Н, м	334,1	50,3	564
Максимальная протяженность L, м	264,0	66,3	298

Таблица 5. - Результаты расчета основных геометрических размеров метановоздушного облака в различных постановках задачи на момент времени 20 с от начала выброса

Наименование геометрического параметра	Плоская постановка	Трехмерная постановка	Различие $\Delta$ , %
Максимальная высота Н, м	425,0	85,9	395
Максимальная протяженность L, м	424,0	95,8	342

В таблице 6 сведены результаты расчета геометрических параметров пламени при пожаре на газопроводе с внутренним давлением 3,0 МПа и внутренним диаметром 1,2м, полученных при помощи трехмерного численного моделирования и при помощи полуэмпирических формул (1)-(3). По условиям моделирования пожар протекает на открытой местности при скорости ветра 6,0м/с. Видно, что различие результатов составляет до 104%

Таблица 6. - Результаты расчета основных геометрических размеров фронта пламени с использованием различных методик

Наименование геометрического параметра	Инженерный подход (формулы (1)-(3))	Трехмерная постановка	Различие $\Delta$ , %
Максимальная высота $H$ , м	108,4	53,1	104
Максимальная протяженность $L$ , м	17,27	62,6	72,4

Из сравнения вышеприведенных результатов можно сделать вывод о том, что наиболее близкими к действительным геометрическим параметрам пламени являются результаты трехмерного численного моделирования. Результаты, полученные с использованием полуэмпирических зависимостей (1)-(3), дают завышенную высоту пламени.

Поэтому для оценки геометрии и конфигурации газоздушных облаков или пламени, образующихся при разрывах газопроводов высокого давления, следует применять численное моделирование в трехмерной постановке.

# ОЦЕНКА ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПУТЕМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ (ASSESSMENT OF MUTUAL INFLUENCE OF OPERATING PARAMETERS OF COMPONENTS GAS TRANSPORTATION SYSTEM BY NUMERICAL SIMULATION OF THEIR COLLABORATION)

Гилязиев М.Г.

(к.т.н., инженер ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Казань»)

*Аннотация. Получена аналитическая зависимость влияния изменения параметра линейной части магистрального газопровода на работу компрессорной цеха. Данная зависимость получена в результате численного моделирования совместной работы линейной части магистрального газопровода газотурбинной установки, центробежного нагнетателя природного газа. Математическая модель представляет собой систему нелинейных уравнений, алгоритм решения которой реализован в программном продукте.*

Ключевые слова: математическая модель, газотурбинная установка, центробежный нагнетатель, линейная часть магистрального газопровода, газотранспортная система, оценка взаимного влияния.

При параметрической диагностике линейного участка газотранспортной системы (ГТС) исследуется работа каждого элемента отдельно. Рассматривается отдельно работа газотурбинной приводной установки (ГТУ), отдельно центробежного нагнетателя природного газа (ЦБН) газоперекачивающего агрегата (ГПА) и отдельно линейной части магистрального газопровода (ЛЧ МГ). При данном подходе невозможно установить влияние изменения характеристик ЛЧ МГ на работу компрессорного цеха (КЦ). Так например, очень сложно определить теоретически влияние степени загрязненности ЛЧ МГ на расход топливного газа ГТУ.

В работе [1] в качестве исследовательского инструмента для решения данной проблемы предложена математическая модель участка ГТС. Участок ГТС представляет собой 2 КЦ (состоящие из 3-х одновременно работающих ГПА), последовательно расположенные друг от друга на большом расстоянии, где компримируемый газ перемещается от одного КЦ к другому по соединяющей их ЛЧ МГ. Предложенная математическая модель определяла параметры ГТУ, ЦБН, ЛЧ МГ на заданном режиме работы путем нахождения точки их совместной работы. Данные точки определяются решением системы уравнений описывающих совместную работу элементов ГТС. Для подобной системы нелинейных уравнений исходными данными являются геометрические характеристики сечений, газодинамические характеристики ГТУ и ЦБН, климатические характеристики, характеристики природного газа, параметр (параметры) задающие режим работы газотурбинной установки. Искомые величины –

рабочие параметры определяющие состояние рабочего тела в проточной части и ГТУ, ЦБН и ЛЧ МГ.

В математической модели, описывающей работу рассматриваемого участка ГТС, сделаны следующие допущения:

- работа КЦ рассматривается как совместная работа нескольких ГПА, состоящих из: ГТУ; ЦБН; всасывающей шахты ГПА; выхлопной шахты ГПА;

- процессы протекающие в ГТУ, ЦБН и ЛЧ МГ считаются установившимися;

- потери давления газа в обвязке КЦ отнесены к потерям в ЛЧ МГ;

- работа ГТУ рассматривается как совместная работа: двух осевых компрессоров газогенератора, камеры сгорания, двух турбин газогенератора; силовой турбины (с помощью муфты силовая турбина соединена с нагнетателем).

Математическая модель реализована в виде автоматизированного алгоритма решения системы нелинейных уравнений. Описание нелинейных уравнений математической модели приведена в [1].

Система нелинейных уравнений составлена на основе:

1. Уравнений сохранения массы рабочего тела;

2. Уравнений сохранения энергии рабочего тела;

3. Уравнений, описывающих теплофизические свойства рабочего тела;

4. Уравнений, описывающих газодинамические характеристики узлов ГТУ и ЦБН.

Кроме газодинамических характеристик элементов ГТУ, ЦБН, всасывающей и выхлопной шахт ГПА, в систему нелинейных уравнений закладываются:

- параметры окружающей среды (температура давление и влажность атмосферы);

- параметр, определяющий режим работы газотранспортной системы (таким параметром может быть: расход топливного газа, коммерческая производительность, мощность потребляемая нагнетателем и т.д.);

- искомые параметры в начальном приближении (исковыми параметрами являются параметры рабочего тела в ГТУ, ЦБН, ЛЧ МГ).

В общем виде систему нелинейных уравнений математической модели можно представить в следующем виде.

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, g) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, g) = 0 \\ \dots \\ f_r(x_1, x_2, \dots, x_n, g) = 0 \end{cases}$$



где  $x_1, x_2, \dots, x_n$  – искомые рабочие параметры ГТС, корни данной системы нелинейных уравнений;

$n$  – количество искомым параметров;

$g$  – параметр задающий режим работы ГТС;

$r$  – количество уравнений

Обязательным условием сходимости данной системы нелинейных уравнений является  $n + 1 = r$ . Таким образом, параметр задающий режим ( $g$ ) выполняет роль величины замыкающей в данной системе уравнений.

Для оценки взаимного влияния рабочих параметров элементов газотранспортной системы моделировалась работа участка ГТС, состоящего из двух, последовательно расположенных на одном МГ, компрессорных цехов и одного участка ЛЧ МГ, соединяющий данные КЦ.

КЦ состоит из трех одновременно работающих ГТУ и ЦБН. Номинальная мощность каждой ГТУ составляет 16 МВт, а коммерческая производительность каждого ЦБН - 31,22 млн.  $\text{нм}^3/\text{сутки}$ . ЛЧ МГ должна обеспечивать транспортировку объемом 93,66 млн.  $\text{нм}^3/\text{сутки}$  на расстояние 150 км. Первый КЦ обеспечивает выходное давление газа 7,486 МПа, которое перемещаясь по газопроводу из-за гидравлического сопротивления понижается до уровня 5,145 МПа на входе во второй КЦ, где давление газа вновь увеличивается до 7,486 МПа.

При моделировании исследуется влияние изменения давления транспортируемого газа перед ЦН на расход топливного газа, потребляемого ГТУ. Для этого в математическую модель последовательно закладываются приращения коэффициента гидравлического сопротивления ЛЧ МГ ( $\Delta\zeta_{\text{ЛЧМГ}}$ ) на 0,1%; 0,25%; 0,5%; 1%; 2%; 4%, 8%. Результаты численного однофакторного эксперимента приведены в таблице.

Таблица.- Результаты расчетного определения изменения расхода топливного газа ГТУ ( $\Delta G_{\text{ТГ}}$ ) при изменении коэффициента гидравлического сопротивления ЛЧ МГ ( $\Delta\zeta_{\text{ЛЧМГ}}$ )

$\Delta\zeta_{\text{ЛЧМГ}},\%$	$\Delta G_{\text{ТГ}},\%$
0,1	0,0373
0,25	0,0933
0,5	0,1865
1	0,3724
2	0,7425
4	1,4754

8	2,912
---	-------

Увеличение коэффициента гидравлического сопротивления ЛЧ МГ при необходимости поддержания постоянным расхода компримируемого газа (условие работы ГТС) приводит к росту потерь давления газа в ЛЧ МГ. Для преодоления транспортируемым газом возросшего гидравлического сопротивления ЛЧ МГ требуется повышение перепада давления на ЦБН. Такое повышение перепада давления компримируемого газа на ЦБН возможно лишь при увеличении мощности ГТУ, для чего приходится расходовать дополнительное количество топливного газа ( $\Delta G_{ТГ}$ ).

Для установления аналитической зависимости влияния параметров ЛЧ МГ на рабочий параметр ГТУ производится аппроксимация полученных результатов моделирования полиномом 2-й степени.

$$\Delta G_{ТГ} = -1,209 \cdot 10^{-3} \cdot (\Delta \zeta_{ЛЧМГ})^2 + 0,3737 \cdot (\Delta \zeta_{ЛЧМГ})$$

Таким образом, произведена оценка взаимного влияния параметра ЛЧ МГ на главный параметр эффективности работы всей ГТС (расход топливного газа). Полученная аналитическая зависимость позволяет учесть эффект от изменения давления в ЛЧ МГ (в результате засорения проточной части трубы или внесения изменений в конструкцию) не производя сложных вычислительных операций или дорогостоящих натуральных испытаний. Однако стоит учесть, что данная зависимость будет справедлива лишь для конкретного типа ГТУ и ЦБН.

### Список использованных литературных источников

1. Кантюков Р.Р. Разработка математической модели участка газотранспортной системы / Р.Р. Кантюков, М.С. Тахавиев, М.Г. Гилязиев, С.В. Шенкаренко, Р.В. Лебедев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. - №2. – с. 3-7.

# **ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ (JUSTIFICATION OF USING GAS TURBINE DRIVE FOR OILPIPELINES PUMP)**

Закирзаков А.Г., Петряков В.А.

(научный руководитель Земенков Ю.Д.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Вопросы, связанные с экономией потребления энергии в все чаще и чаще оказываются в центре внимания мировой общественности. Актуальность энергосбережения вызвана ограниченностью и медленными темпами восстановления источников энергии природного происхождения. Следует отметить, что магистральный транспорт нефти является одним из крупнейших потребителей ТЭР в Российской Федерации.

Существующая система нефтепроводов и газопроводов Российской Федерации сложилась в 60-80 годах прошлого века, а наибольшее развитие их сооружений получено в связи с необходимостью транспортировки больших объемов нефти и газа от месторождений Западной Сибири в центральные районы страны и на экспорт.

Государственная политика развития российских экспортных магистральных нефтепроводов предопределила необходимость создания двух новых направлений:

- северного: с месторождений Западной Сибири (начало в районе г. Сургута) и Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции до побережья Баренцева моря и далее экспорт нефти морем в страны Северо- Западной Европы и Северной Америки;

- восточного: с перспективами освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и организации экспорта нефти в Китай, Японию и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Поскольку значительная часть трасс обоих проектов намечается в северных широтах, а также по территории Сибири, то опыт проектирования и строительства подобных нефтепроводных систем в соответствующих природно-климатических условиях в России имеется и может быть дополнен зарубежным в отдельных аспектах.

Магистральные насосные агрегаты – мощные потребители энергии, поэтому их эффективная и экономичная эксплуатация – весьма важная задача эксплуатирующих организаций.

Энергозатраты на транспорт нефти могут быть снижены за счет выбора оптимального вида энергопривода насосных станций как при сооружении, так и при реконструкции уже существующих нефтепроводных магистралей, поскольку электропривод магистрального насоса остается безальтернативным уже на стадии составления нормативно-технической документации

Основной долей энергии в трубопроводном транспорте нефти является электроэнергия (Рис 1). ГОСТ на нефтеперекачивающие агрегаты, разработанный в СССР, предусматривал исключительно электропривод магистральных насосов, что было обусловлено прогрессивной политикой мировой державы в области развития единой системы электроснабжения. Последовавшая на смену советским ГОСТам нормативно-техническая документация российских нефтетранспортных компаний, также не оставляет выбора инженеру-проектировщику относительно привода магистральных агрегатов.

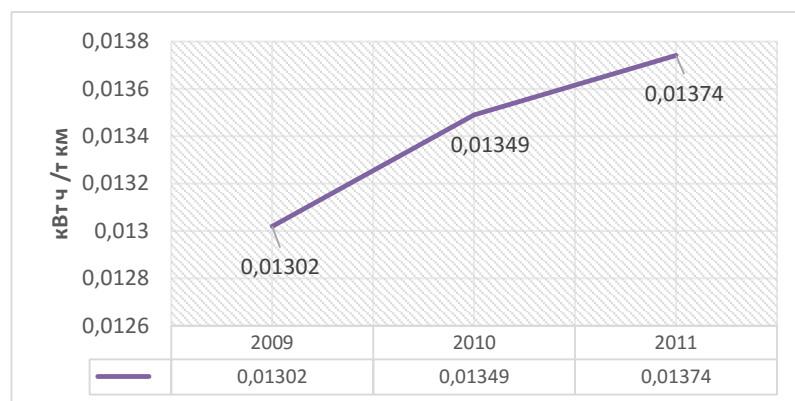


Рисунок 1. Удельные затраты электроэнергии на трубопроводный транспорт нефти по Тюменской области

Одним из условий динамичного развития магистрального транспорта нефти является снижение себестоимости перекачки, важной составляющей которой являются затраты на энергоресурсы. Существуют различные способы снижения энергозатрат:

- Оптимизация режимов перекачки нефти с применением современных способов регулирования производительности трубопровода;
- Снижение потерь электроэнергии в эксплуатируемом оборудовании, линиях электропередач, распределительных сетях;
- Внедрение современных методов снижения гидравлического сопротивления трубопровода;
- Оптимизация методики выбора привода насосных агрегатов, т.к. электропривод магистрального насоса остается безальтернативным уже на стадии составления нормативно-технической документации;

При развитой системе газоснабжения нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут составить конкуренцию существующим. Особенно актуально их использование в районах, в которых отсутствует единая система электроснабжения. На выбор типа привода НПС влияет ряд основных факторов. В первую очередь наличие

достаточно мощных источников энергии, а также технические, энергетические и экономические аспекты.

В начальный период отечественного развития нефтепроводного транспорта выбор типа привода насосных агрегатов НПС не представлял трудностей. Во многих случаях имелся только один источник энергии – энергия сгорания перекачиваемого продукта. При этом обеспечивалось автономное надежное и бесперебойное снабжение энергией. Это решение широко используется и в настоящее время для газотурбинного привода компрессорных станций магистральных газопроводов, где источником энергии является энергия сгорания отбираемой части перекачиваемого газа, а система автоматического управления и регулирования прекрасно обеспечивает все требования эксплуатации магистральных газопроводов.

Многолетние исследования и практика использования энергоприводов компрессорных станций (КС) отечественных магистральных газопроводов (МГ) предопределили предпочтительное применение газотурбинных установок различной мощности и типов, которые целесообразно использовать на КС, расположенных в удаленных от централизованного электро- снабжения регионах и сложных климатических условиях, а электроприводные КС – в районах крупных электроэнергетических систем с относительно дешевой электроэнергией от атомных и гидроэлектростанций.

В течение многих лет аргумент энергетической автономии перевешивал аргументацию в пользу применения других видов приводов. Тем не менее, в последующем и для отдаленных районов, и районов со сложными природно-климатическими и географическими условиями (Западная Сибирь), для НПС магистральных нефтепроводов повсеместно стал использоваться электропривод. Этому во многом способствовала отечественная идеологическая мотивация приоритетности и утверждение, что «электрификация является стержнем развития экономики социалистического общества».

Вместе с тем, проектирование использования того или иного привода насосов НПС должно определять наличие источника энергии и экономические аспекты его целесообразности и необходимости, связанной с унификацией оборудования, различного для каждого вида источника энергии (электричества, нефти, газа). Влияние факторов, определяющих принятие решения по виду привода, в каждом случае может иметь различную весомость. При этом необходимо проведение технико-экономических сравнений.

С энергетических позиций коэффициент полезного использования (КПИ) энергии при электроприводе определяется как произведение КПД элементов электроэнергетической цепи:

$$\eta_{\text{ЭП}} = \prod_1^i = \eta_{\text{ЭС}} \cdot \eta_{\text{ПС}}' \cdot \eta_{\text{Л}} \cdot \eta_{\text{ПС}}'' \cdot \eta_{\text{С}} \cdot \eta_{\text{ЭД}} \quad (1)$$

где:  $\eta_{\text{ЭС}}$  — КПД питающей электростанции (для тепловых электростанций 0,35–0,4, для атомных и гидроэлектростанций существенно выше);

$\eta_{\text{ПС}}'$  и  $\eta_{\text{ПС}}''$  — КПД повышающей и понижающей подстанции (0,98);

$\eta_{\text{Л}}$  — КПД линии электропередачи (0,95);

$\eta_{\text{С}}$  — КПД распределительной (питающей) сети (0,96);

$\eta_{\text{ЭД}}$  — КПД приводного электродвигателя (0,85–0,9).

При тепловых электростанциях  $\eta_{\text{ЭП}} = 0,27–0,31$ .

При газотурбинном приводе КПД современного газотурбинного двигателя (ГТД) равен 0,25–0,29 (в перспективе повысится до 0,35–0,4). Он же представляет и КПИ газотурбинного привода  $\eta_{\text{ГТП}}$

В энергетическом аспекте электропривод от тепловых электростанций и газотурбинный привод НПС являются почти равноэффективными.

Для того, чтобы определить зависимости между основными рабочими параметрами были рассмотрены характеристики различных газотурбинных двигателей, а также экспериментальные данные в относительных величинах, являющихся отношением текущих параметров к номинальным:

$$N = \frac{N_{\text{СТ}}}{N_{\text{НОМ СТ}}} ; n = \frac{n_{\text{СТ}}}{n_{\text{НОМ СТ}}} ; G_{\text{T}} = \frac{G_{\text{T}}}{G_{\text{T НОМ}}} , \text{ где:}$$

$N$  — мощность силовой турбины;

$n$  — частота оборотов силовой турбины;

$G_{\text{T}}$  — расход топлива.

Анализ параметров ГТД показал, что для каждого значения мощности существуют наиболее оптимальные значения количества оборотов турбины. В результате анализа оборотов турбины на пике мощностей была получена кривая оптимальных режимов (Рисунок 2).

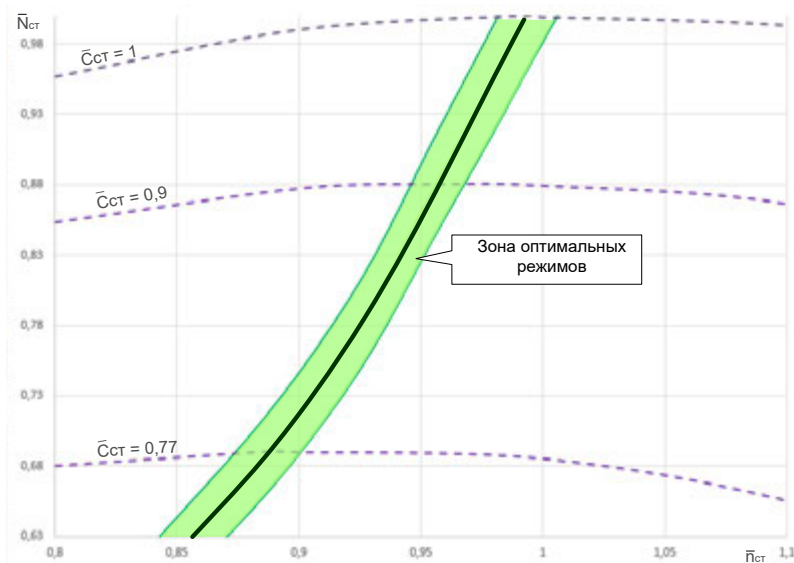


Рисунок 2. Зона оптимальных режимов использования силовой турбины

Учитывая КПД силовой турбины газотурбинных двигателей была определена зона оптимального использования двигателя. При аппроксимации кривой оптимумов в программном комплексе «Advanced grapher» (Рис 3) была получена зависимость частоты оборотов силовой турбины ротора от мощности при оптимальных режимах при  $R^2=0,99965$ :

$$n = 6,8713N^2 - 9,9611N + 4,1184$$

Принимая во внимание вышеизложенное можно сделать вывод, что использование силовой турбины в качестве привода магистральных насосов может составить конкуренцию электродвигателю в условиях неравномерной подачи нефти, а полученный оптимум режимов позволит сэкономить топливный газ при максимальных мощностях двигателя.

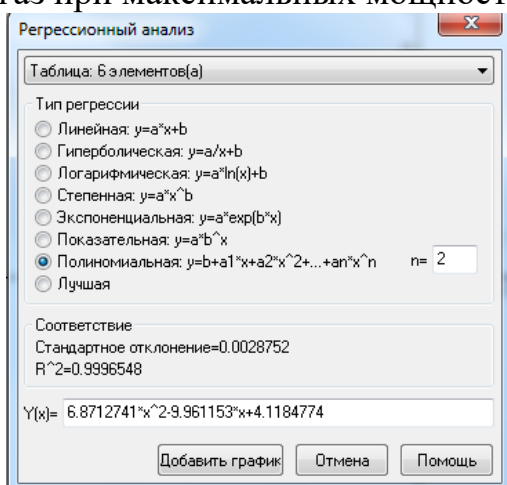


Рисунок 3 Аппроксимация кривой оптимальных режимов

Была составлена математическая модель системы «газогенератор-силовая турбина-насос-нефтепровод» в составе газотурбинного насосного комплекса (ГНК) (рисунок 3).

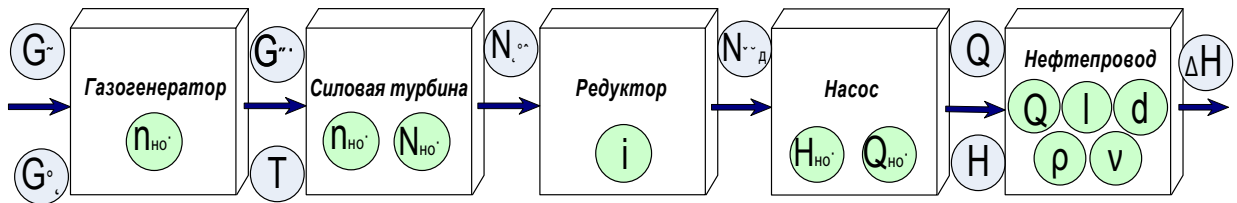


Рисунок 4. Структурная схема математической модели ГНК

Модель составлена в виде системы уравнений, идентифицирующей состояние системы ГНК:

$$\left. \begin{aligned} n &= f(N) \\ \psi &= f(\psi_0; k; \varphi) \\ \varphi &= f(\beta; L; k; \nu; d; Z) \end{aligned} \right\}$$

, где:

$n$  – частота оборотов силовой турбины;

$N$  – мощность силовой турбины;

$\psi$  – обобщенный параметр напора насоса;

$\psi_0$  – коэффициент напора насоса при нулевой подаче;

$k$  – число насосных агрегатов;

$\varphi$  – обобщенный параметр подачи насоса;

$\beta$  – коэффициент объёмного расширения;

$L$  – длина трубопровода;

$\nu$  – кинематическая вязкость жидкости;

$d$  – диаметр трубопровода;

$Z$  – разность геодезических отметок.

Приведенные выше примеры показывают, что электрический привод не является безальтернативным в системах трубопроводного транспорта нефти. Возникает потребность в разработке методики выбора привода насосного агрегата, позволяющей сопоставить такие факторы, как удаленность от источников электроснабжения, состава перекачиваемой нефти, наличия развитой системы газоснабжения и т.д.

Совершенствованная математическая модель позволит выполнить исследование режимов совместной работы нефтепровода, насоса, силовой турбины и газогенератора, осуществить рациональный подбор типоразмеров оборудования и определить взаимосвязанные конструктивные параметры установки и трубопровода. Такая модель будет основой решения всевозможных технологических задач проектирования и эксплуатации объекта с целью оптимизации его работы. В зависимости от поставленного вопроса ход решения и программа его реализации будут



видоизменяться, а граничные условия должны отражать специфику задачи и свести к минимуму число возможных решений.

Реализация указанных мероприятий может стать залогом существенного повышения эффективности политики энергосбережения на магистральном транспорте нефти, обеспечить экономию электроэнергии и повышение надежности работы системы магистральных нефтепроводов.

### Список использованных литературных источников

1. Земенков Ю.Д., Курушина В.А., Закономерности инновационно-циклического развития трубопроводного транспорта углеводородов России  
Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S3. С. 85-98.
2. Земенкова М.Ю., Сероштанов И.В., Курушина В.А., Торопов С.Ю., Земенков Ю.Д. Мониторинг надежности нефтегазового объекта с применением методов системного анализа. Территория Нефтегаз. 2013. № 10. С. 80-86.
3. Земенков Ю.Д., Курушина В.А., Вылегжанина А.О., Барменкова В.В., Хайруллина Н.Г. Современный менеджмент и инновационная, научно-техническая политика  
Монография / St. Louis, 2013.
4. Комплексная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Тюменской области» на 2010-2020 годы
5. Смирнов А.Н., Венгеров А.А., Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Мониторинг надежности производственных и технологических процессов сбора и подготовки продукции нефтяных промыслов. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 3.
6. Тырылгин И.В., Шпилевой В.А., Земенков Ю.Д. Энергосбережение и энергоэффективность экономики, добычи, транспорта нефти и газа России. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 6.
7. Закирзаков А.Г., Егоров А.Л. Анализ состояния сети магистральных нефтепроводов тюменской области на основе статистических данных // Современные проблемы науки и образования. – 2015.
8. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций // Учебное пособие, М: Недра-Бизнесцентр, 2001 – 475 с
9. Закирзаков А.Г., Антропова А.Б. Использование попутного нефтяного газа  
В сборнике: «Нефть и газ Западной Сибири». Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-

летию Тюменского индустриального института. Ответственный редактор: О.А. Новоселов. Тюмень, 2013. С. 64-66.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ТРАНСПОРТА  
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ЕЕ СМЕСЕЙ  
DETRMINATION OF OIL AND COMPOUND PHYSICAL  
PROPERTIES REQUIRED FOR TRANSPORTATION**

Каримова Г.И.

(научный руководитель: доцент Байкова Л.Р.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезмерно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Но рассредоточенное расположение нефтяных месторождений и высокая металлоемкость сооружения магистральных трубопроводов не позволяют перекачивать весьма разнообразные по своему составу и свойствам нефти с различных месторождений по отдельным трубопроводам. Поэтому на практике по сети магистральных нефтепроводов активно ведется транспорт смеси нефтей, что делает актуальной и принципиально важной задачу определения наиболее основных физических свойств смеси нефтей, таких как вязкость и плотность и др. [3].

На сегодняшний день существует множество формул и основанных на них методик определения вязкости смесей жидкостей [1]. Рассмотрим лишь некоторые, самые распространенные из них (таблица 1).

Таблица 1 - Формулы для определения вязкости смесей

№	Наименование формулы	Формула
1	Кендалла-Монроэ	$\mu_{mix}^{1/3} = x_1 \cdot \mu_1^{1/3} + x_2 \cdot \mu_2^{1/3}$
2	Аррениуса	$\lg \mu_{mix} = x_1 \cdot \lg \mu_1 + x_2 \cdot \lg \mu_2$
3	Лима	$\lg(\lg(10 \cdot \mu_{mix})) = \rho_{mix} \cdot \left[ \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot J_i}{\sum_{i=1}^n x_i \cdot M_i} \right] - 2,9$
4	Шукла-Бхатнагара	$\mu_{mix}^{1/8} = \frac{\rho_{mix}}{M_{mix}} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot R_{ch,i}$
5	Лобе	$\mu_{mix} = \rho_{mix} \sum_{i=1}^n \Phi_i \frac{\mu_i}{\rho_i} \exp \left( \sum_{j \neq i} \frac{\alpha_j \cdot \Phi_j}{R \cdot T} \right)$
6	Е.Г. Семенидо	$\lg \lg(\vartheta_t + 0,8) = A + B \lg T$

7	Г.В. Виноградова	$\lg \lg(\vartheta_{см} + 0,8) = \left(1 - \frac{q}{100}\right) \lg \lg(\vartheta_A + 0,8) - \frac{q}{100} \lg \lg(\vartheta_B + 0,8);$ $\vartheta_A < \vartheta_B.$
8	Ш.Н. Ахатова, Л.С. Абрамзона, Р.Г. Исхакова, П.И. Тугунова	$\mu_c = \mu_H \cdot e^{ak+bk^2},$ $\alpha = \frac{k_1^2 \cdot \ln \frac{\mu_H}{\mu_p} - \ln \frac{\mu_H}{\mu_1}}{k_1 \cdot (1-k_1)},$ $b = -\left(a + \ln \frac{\mu_H}{\mu_p}\right)$
<p>Где <math>\mu_1, \mu_2</math>- динамические коэффициенты вязкости первого и второго компонентов соответственно,  <math>x_1, x_2, x_i</math> – мольные доли компонентов смеси;  <math>\mu_{mix}</math> - вязкость смеси;  <math>\rho_{mix}</math> - плотность смеси;  <math>J_i</math> - постоянная вязкости компонента смеси;  <math>M_i</math> - молекулярная масса компонента;  <math>R_{ch,i}</math> – реохора компонента смеси;  <math>\alpha_j</math> - характеристический параметр вязкости для j смеси;  <math>\Phi_j</math> –объемная доля компонента смеси;  R – универсальная газовая постоянная;  T- абсолютная температура;  <math>M_i</math> - молекулярная масса смеси;  T - абсолютная температура  <math>\vartheta_t</math> кинематическая вязкость при температуре t;  A и B - постоянные.  <math>\mu_c</math> - динамическая вязкость смеси;  <math>\mu_1</math> – динамическая вязкость смеси с концентрацией разбавителя <math>k_1</math>.</p>		

На основании формул Виноградова (6) и Семенидо (7) были получены номограммы, которые получили наибольшее распространение в нефтезаводской практике, так как позволили упростить процедуру проведения расчетов. Их применяют для определения вязкости смеси двух масел известной вязкости или вычисления количества компонента, которое следует добавить для получения масла заданной вязкости [4].

Выполним сравнение рассмотренных выше методик и формул определения вязкости смеси на основе экспериментальных данных на примере нефтей из разных месторождений со значительно отличающимися физическими свойствами и их смеси. Все расчеты выполним в Microsoft Excel. Результаты представим в виде рисунков.

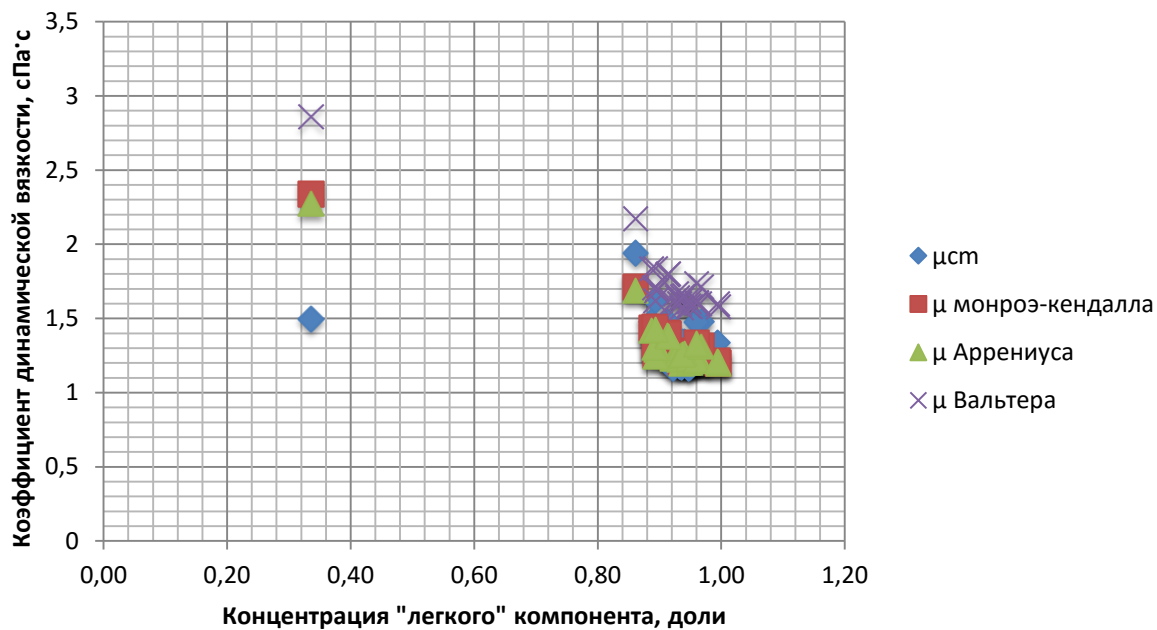


Рисунок 1. Сравнение фактического коэффициента динамической вязкости смеси с полученным по формулам: Монроэ-Кендалла, Аррениуса, Вальтера

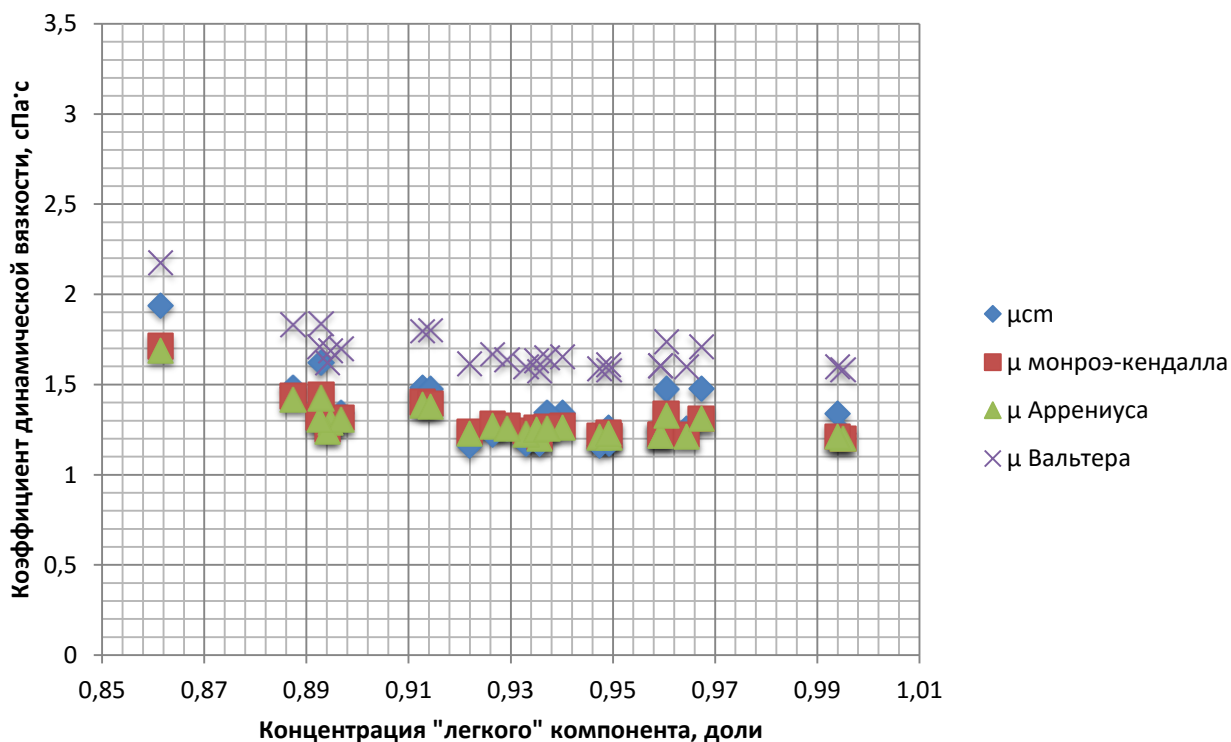


Рисунок 2. Сравнение фактического коэффициента динамической вязкости смеси с полученным по формулам: Монроэ-Кендалла, Аррениуса, Вальтера (увеличено)

Расчеты по методикам: Лима, Шукла-Бхатнагара, Лобе выполнить не удалось, за недостатком исходных данных[1].

На примере смеси Узеньской и Каламкаской нефтей, выполним расчет вязкости смеси по номограммам Виноградова. Результаты представим в виде рисунка 3.

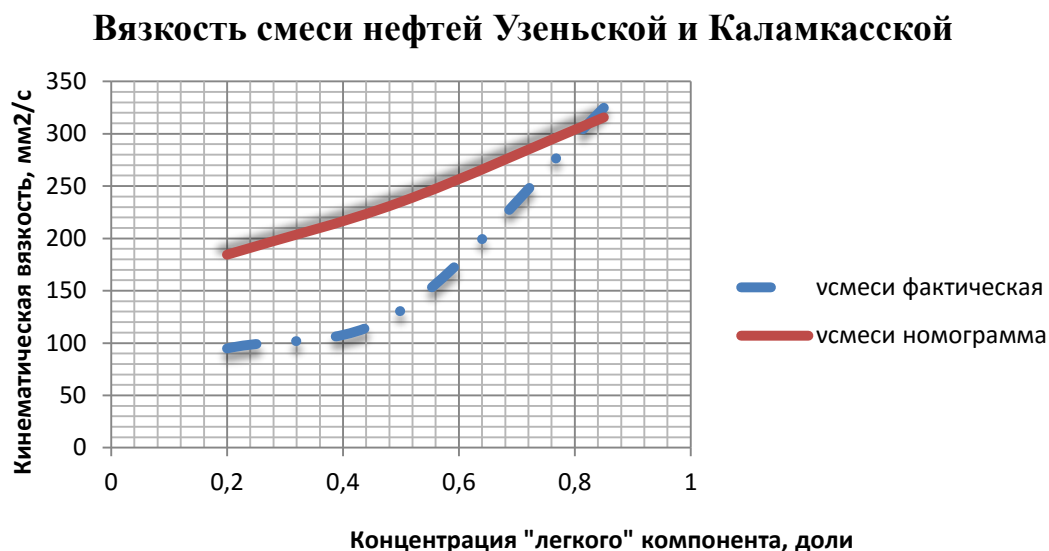


Рисунок 3. Сравнение фактического коэффициента кинематической вязкости смеси с полученной по номограмме Виноградова

Анализ возможности использования формулы Ш.Н. Ахатова, Л.С. Абрамзона, Р.Г. Исхакова, П.И. Тугунова для определения вязкости смеси нефтей и нефтепродуктов, показал, что существуют определенные проблемы, а порою даже отсутствие возможности практического применения этой методики. Это объясняется тем, что для построения полной кривой изменения вязкости смеси от концентрации разбавителя по формуле (8) необходимо знать вязкость смеси при некоторой концентрации –  $k_1$ . Эту вязкость можно получить только экспериментально или рассчитать по формуле Вальтера. Сравнение расчетных данных по формуле (8) с опытными значениями приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов по методике Ахатова

Параметр	Концентрация разбавителя, % объемн.								
	0	10	20	30	40	50	60	70	100
Вязкость расчетная, спз	1100	538	271	140	75	-	-	-	3,0
Вязкость опытная, спз	1100	550	285	140	70	-	-	-	3,0
$\delta, \%$	0	-2,2	-4,9	0	+7,1	-	-	-	0

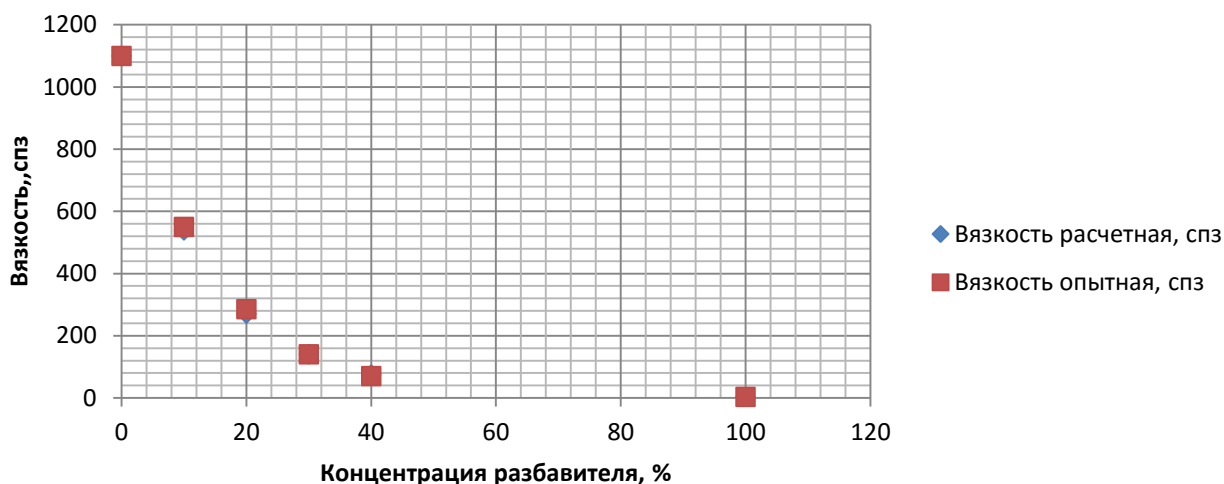


Рисунок 4. Сравнение фактической вязкости смеси с полученной по формуле Ахатова

Результаты расчетов по методике Ахатова, представленные выше, получены в лабораторных условиях, на примере «чистых» смесей. В реальных условиях, эта методика так же, как и все предыдущие, дает большие погрешности.

Из результатов видно, что большинство рассмотренных методик удовлетворительно описывает результаты измерений лишь в смесях с повышенным содержанием легкой нефти[4]. Несмотря на кажущееся многообразие методик, ни одна из них не может быть рекомендована к практическому применению. Это связано с тем, что абсолютное большинство из представленных выше формул, получено на основании исследований «идеальных» смесей органических жидкостей. То есть таких, которые образуются без теплового эффекта, изменения объема и т. д.[5].

Попытаемся выявить те факторы, которые являются определяющими при расчете вязкости смеси нефтей, а также получить зависимость, учитывающую ряд определяющих факторов.

Определение зависимости для расчета вязкости смеси выполним с помощью метода множественного корреляционно-регрессионного анализа.

Основными задачами, возникающими при проведении такого рода анализа, являются количественная оценка тесноты взаимосвязи изучаемых признаков, выбор наиболее информативных из них и составление регрессионной модели в виде уравнения:

$$y \approx f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n). \quad (9)$$

Все расчеты выполним в программе «Regre». С помощью этой программы выясним степень влияния на вязкость смеси нефтей таких факторов, как температура эксплуатации, кинематическая вязкость при температуре эксплуатации, концентрация хлористых солей, массовая доля

воды, массовая доля механических примесей, массовая доля балласта в нефти, массовая доля серы, массовая доля органических хлоридов, массовая доля сероводорода, массовая доля этилмеркаптанов, массовая доля парафинов, давление насыщенных паров нефти, выход фракций, содержание асфальтенов, содержание смол.

В результате множественного корреляционно-регрессионного анализа было получено линейное уравнение регрессии для вязкости смеси нефтей:

$$Y = -133,9 + 1,514 \cdot X_1 + 0,1657 \cdot X_3 - 0,009554 \cdot X_5 - 0,3965 \cdot X_{10} - 0,1837 \cdot X_{16}, \quad (10)$$

где  $Y$  – кинематическая вязкость смеси,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ,

$X_1$  – кинематическая вязкость 1-го компонента,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ,

$X_3$  – плотность 1-го компонента,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,

$X_5$  – плотность смеси,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,

$X_{10}$  – массовая доля сероводорода в 1-м компоненте, %

$X_{16}$  – температура эксплуатации 1-го компонента.

В рассматриваемом примере концентрация 1-го – «легкого» компонента в несколько раз превышает концентрацию 2-го, то есть 1-ая жидкость выступает в роли растворителя.

Анализ формулы (10) показывает, что вязкость реальной жидкости – параметр многофакторный, и для ее вычисления знания только вязкости и концентраций исходных компонентов недостаточно.

Вязкость зависит не только от температуры и давления, но и от свойств молекул, из которых состоит жидкость. Такими свойствами могут быть объем, форма, масса, дипольный момент и поляризуемость молекул. Тем, что в результате расчетов, вязкость смеси оказалась параметром многофакторным, и объясняется столь значительное расхождение с эмпирическими значениями значений фактических [2].

Выборочный множественный коэффициент корреляции для полученной формулы составляет:  $R=0,98$  – то есть связь между результативным признаком и совокупностью факторных признаков достаточно тесная.

Величина погрешности полученной формулы равна величине погрешности приборов измеряющих вязкость (для ротационных вискозиметров  $\approx 2\%$ )

Сравним данные полученные по этой формуле с фактическими, а также данными полученными по эмпирическим формулам.



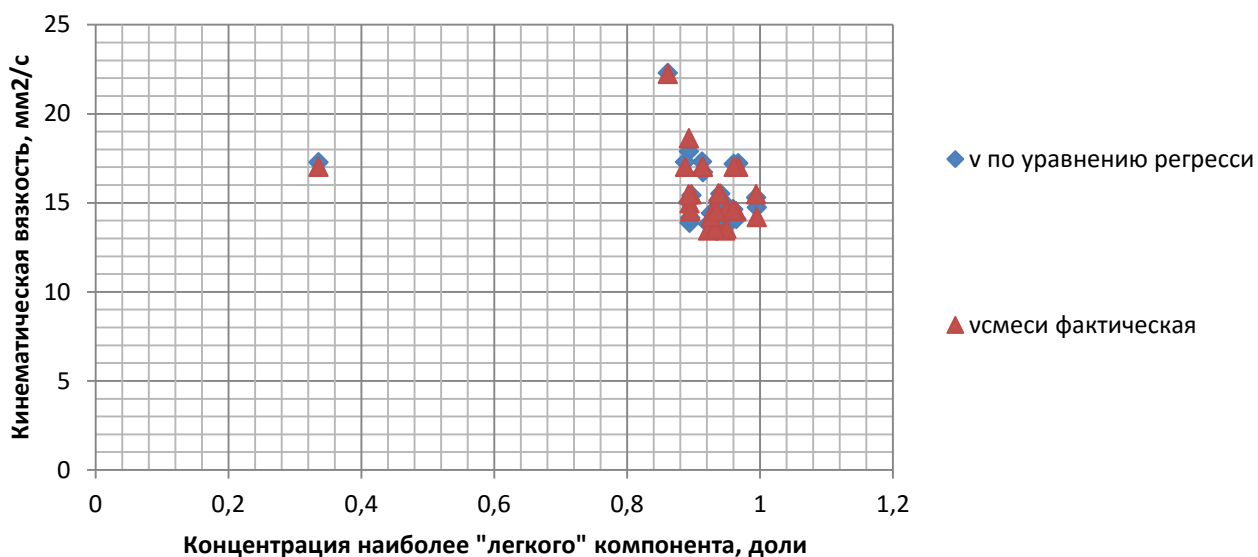


Рисунок 5. Сравнение фактической вязкости смеси с полученной по уравнению регрессии

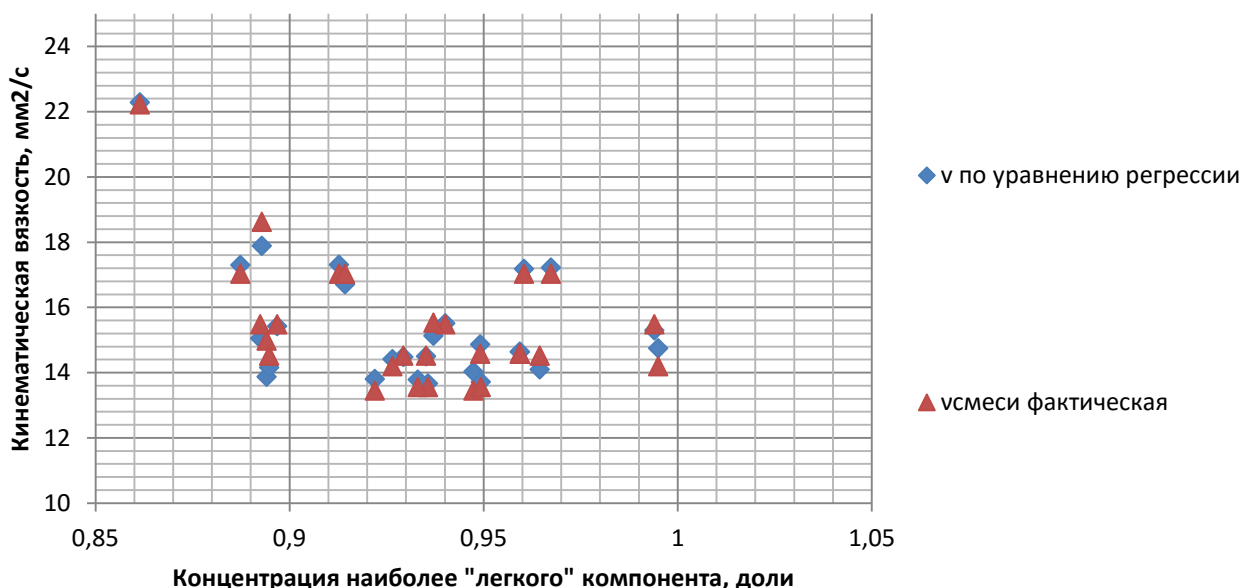


Рисунок 6. Сравнение фактической вязкости смеси с полученной по уравнению регрессии (увеличено)

Из анализа результатов видно, что формула остается достаточно точной даже при концентрациях более легкого компонента заметно меньших 50%.

Итак, в результате анализа существующих методик определения вязкости смеси нескольких компонентов, и выполнения множественного корреляционного анализа получены следующие выводы: существующие методики определения вязкости смеси нефтей не являются универсальными, а значит проблема определения вязкости смеси нефтей, в отличие от плотности, остается нерешенной; вязкость смеси нефтей – это

многофакторная функция, зависящая от факторов формы, размера и много другого. Наиболее привлекательной, с точки зрения универсального применения и адекватности, на наш взгляд, является методика, построенная на основе множественной регрессии.

Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные результаты и формулы могут быть применены в выполнении различных оценочных, технологических и проектировочных расчетов, и др.[3]. Также полученные результаты могут способствовать выработке путей борьбы за сохранение качества товарной нефти.

### **Список использованных литературных источников**

1. Рид Р.Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. // Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/ Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Химия, 1982. — 592 с., ил.— Нью-Йорк, 1977.

2. Реологические свойства жидкостей [Текст] : учебно-метод. пособие / УГНТУ, Каф. ГиГМ ; сост.: Л. П. Новоселова, Л. Р. Байкова. - Уфа : Изд-во УГНТУ, 2012. - 20 с.

3. Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций [Электронный ресурс] : электронный учебно-методический комплекс / Н. А. Гаррис ; рец.: И. Г. Исмагилов, Г. Е. Коробков ; УГНТУ, каф. ГиГМ, ИАУ. - Уфа : Изд-во УГНТУ, 2012. - эл. опт. диск (CD-ROM). - № гос. регистрации 0321204327.

4. Бретшнайдер Ст. // Свойства газов и жидкостей/ Пер. под редакцией П.Г. Романкова. — Л.: Изд-во "Химия", Ленинградское отделение, 1966. — 536 с.- 1966.-С.536

5. Курс лекций по дисциплине «Химия нефти и газа» /О.Ф.Булатова и др.; под общ. ред. С.С. Злотского и Л.Н.Зориной.- Уфа: Изд-во УГНТУ,2011.— 54 с.

# МЕТОДЫ ОЧИСТКИ КУПОЛЬНЫХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ СНЕЖНОГО ПОКРОВА (CLEANING METHODS FOR SNOW COVER OF OIL TANK DOME ROOFS)

Кислицин Н.С., Локтев В.В.

(научный руководитель: старший преподаватель Терегулов М.Р.)  
Самарский государственный технический университет

Статья посвящена проблеме удаления неравномерного скопления снегового покрова на поверхности алюминиевых и стальных купольных крыш резервуаров большого диаметра. Представлен обзор аварий и инцидентов при эксплуатации алюминиевых купольных крыш в России. Предложен электроимпульсный метод удаления снегового покрова с купольных крыш из алюминиевых сплавов. Проведён расчёт напряженно-деформированного состояния конструкции крыши методом конечного элемента, при воздействии электроимпульсного метода удаления снегового покрова. Разработано шнековое устройство применительно к конструкции наружной поверхности стальной кровли.

В мировой практике алюминиевые конструкции крыш для вертикальных стальных резервуаров большого диаметра (более 45 м) применяются довольно долгое время, однако в России данные конструкции применяются всего лишь 8 лет [1]. Эксплуатация данных типов крыш в России осложняется климатическими особенностями районов применения.

Конструкция алюминиевой купольной крыши для резервуара объёмом 50000 м<sup>3</sup> и диаметром 60,7 м, представляет собой сферический сетчатый каркас с радиусом 48,6 м и стрелой подъёма 10,92 м, покрытый обшивкой из алюминиевых листовых панелей [2]. Достаточно крутой уклон и гладкость поверхности, казалось бы, должны исключить скопление снегового покрова на кровле. Однако, по опыту эксплуатации, наблюдается устойчивое скопление снега на поверхности настила, преимущественно с подветренной стороны конструкции (рисунок 1).



Рисунок 1. Скопление снега на крыше РВСПА-50000

Это приводит к появлению неравномерной нагрузки в локальных зонах конструкции крыши. В начале 2004 г. в г. Кириши (III снеговой район [3]) с интервалом 30 минут произошло полное обрушение двух алюминиевых куполов фирмы «ConservatekIndustriesInc» соседних РВСПА-50000 на ОАО «Киришинефтеоргсинтез» (рисунок 2). Комиссия по расследованию аварии с участием российских и американских специалистов так и не смогла установить ее причину. Для предотвращения обрушения аналогичных крыш в г. Кстово на ОАО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» с 2004 г. до 2010 г. производилась регулярная уборка снега в зимних условиях. В 2010 г. крыша разрушилась (рисунок 3) [1].

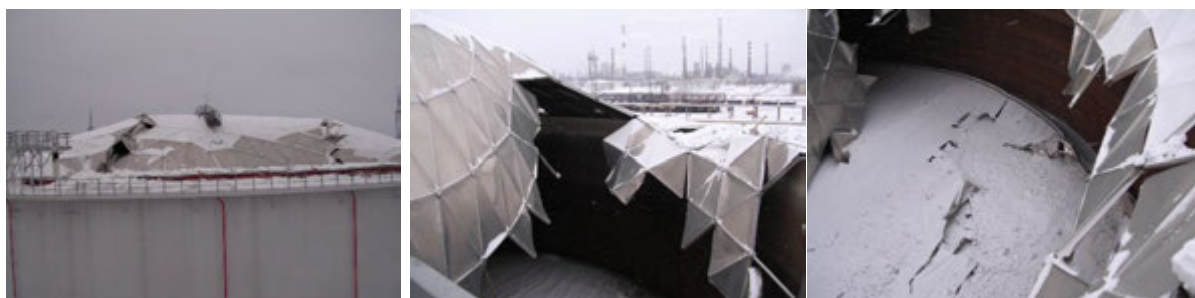


Рисунок 2. Разрушение конструкции алюминиевых крыш г. Кириши



Рисунок 3. Разрушение конструкции алюминиевой крыши г. Кстово



Рисунок 4. Разрушение конструкции алюминиевой крыши п. Талакан

Зимой 2009 г. полное разрушение алюминиевой крыши произошло на объекте ОАО «Транснефть» «Восточная Сибирь – Тихий океан» в п. Талакан, поставка конструкций крыш - ОАО «Миасский машиностроительный завод» (рисунок 4) [1].

Другой инцидент произошел в начале 2008 г. в г. Альметьевске (V снеговой район [3]), где в результате схода подтаявшего снега с алюминиевых крыш трёх РВСПА-50000, произошло повреждение карт настила и площадок обслуживания оборудования на кровле (рисунок 5).



Рисунок 5. Последствия схода подтаявшего снега

Скопление основной массы снеговых осадков на купольной алюминиевой крыше происходит с подветренной стороны от среднегодового направления ветров данной местности, что объясняет неравномерный характер образования снегового покрова (снегового «мешка»). Выпавший снег с наветренной стороны подвергается ветровой эрозии, не успевая слежаться и образовать прочное сцепление с покрытием. С подветренной стороны интенсивность ветрового давления минимальна, и у выпавшего снега достаточно времени образовать прочное сцепление с настилом и приобрести свойство сопротивляться растягивающим напряжениям. Процесс образования сцепления происходит вследствие колебаний дневных и ночных температур, при которых образуется граничный слой – «ледяной прослойки» (рисунок 6) [4, п.п. 6.5.1.1.6]. У эксплуатируемых резервуаров образование граничного слоя ускоряется, вследствие подогрева настила находящимся в резервуаре продуктом и отрицательной температурой снегового покрова на границе «настил-снег».

Механизмы снегонакопления, образования снеговых «мешков» и их саморазрушение для эксплуатируемых и неэксплуатируемых резервуаров были подробно рассмотрены [5,6].



Рисунок 6. Граничный слой – «ледяная прослойка» на алюминиевой кровле

Неравномерные скопления снеговых «мешков» на стальных купольных крышах предотвращаются путём механической очистки (ручной способ) [7]. Однако, на алюминиевых крышах, существующих резервуаров, возможность механической очистки ограничена, ввиду

конструктивных особенностей, т.е. крутой уклон и малая толщина настила покрытия (1,2 мм) [2].

### Конструкция электроимпульсной противообледенительной системы

Одним из перспективных способов удаления поверхностного льда является импульсно-механический способ, основанный на принципе воздействия волновой интерференции непосредственно на ледяную массу, разрушая её при прохождении «пакета» импульсов по площади конструкции. Другими словами, на очищаемой ото льда поверхности создаются упругие деформации посредством периодических импульсов, создаваемых электромагнитным полем индуктора (катушки). Данная технология получила название электроимпульсной противообледенительной системы (ЭИПОС) [8].

Контактный способ сообщения импульса основан на передаче волны поверхности, через специальный волновод (рисунок 7, б), распределяющий волну не в точку, а на площадь, что обеспечивает отсутствие больших контактных напряжений в местах соприкосновения.

Пример контактной ЭИПОС представлен на рисунок 7, а [9]. Конструкция содержит размещённый напротив очищаемой поверхности 1 неподвижный кронштейн 2, к которому прикреплен источник 3 механических импульсов. Волновод 4 прикреплен к очищаемой поверхности и соединен своей центральной частью с источником механических импульсов. Волновод выполнен в виде кольца (рисунок 7, б) с соединёнными с его центральной частью 5 радиальными участками 6 и ограничивает активную зону 7 очищаемой поверхности.

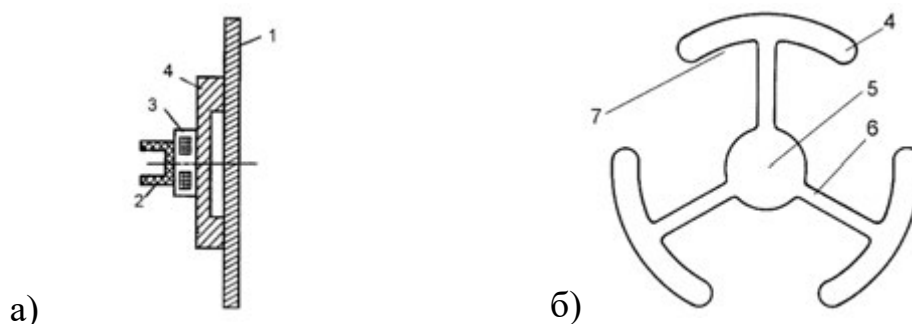


Рисунок 6. Схематическое изображение устройства

Устройство работает следующим образом (рисунок 7). При включении генератора импульсов (не показан), соединённого с источником 3 механических импульсов, в очищаемой поверхности посредством волновода 4 возбуждаются направленные внутрь активной зоны 7 волны упругой деформации, которые распространяются и за пределы активной зоны 7, обеспечивая интенсивную и эффективную очистку поверхности. Площадь активной зоны при этом составляет не менее 20% всей площади очищаемой поверхности. Интенсивность волн

упругой деформации распределяется согласно диаграмме (рисунок 8).

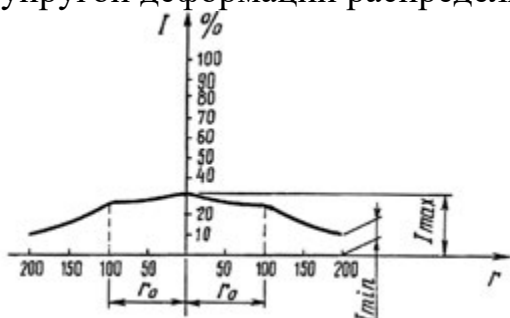


Рисунок 8. Диаграмма распределения интенсивности упругой деформации ( $I$ ) в зависимости от расстояния ( $r$ ) от центра очищаемой поверхности, где  $r_0$  – радиус активной зоны;  $r$  – расстояние от центра очищаемой поверхности.

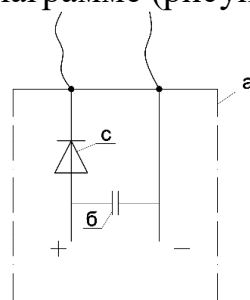


Рисунок 9. Простейший блок питания ЭИПОС  
Простейший блок питания -  $a$  электроимпульсной противообледенительной системы состоит из выпрямительно-зарядного устройства с накопительным конденсатором -  $b$  и коммутатора -  $c$ .

### Применение ЭИПОС на алюминиевой крыше

Применительно к алюминиевой крыше резервуара ЭИПОС может разрушать «ледяной прослойку» на границе настил-снеговой покров, уменьшая сцепление снегового покрова с поверхностью крыши и обеспечивая сход снега. Благодаря возможности создания периодического воздействия импульсов на поверхность, система способна воспрепятствовать образованию крупных снегообразований на крыше.

Конструкция сферы купольной крыши представляет собой сетчатый каркас из алюминиевых прессованных профилей двутаврового и квадратного исполнения, образованный из треугольных ячеек. Соединение стержней С1, С2 (рисунок 10) между собой в узлах осуществляется при помощи узловых накладок и высокопрочных болтов.

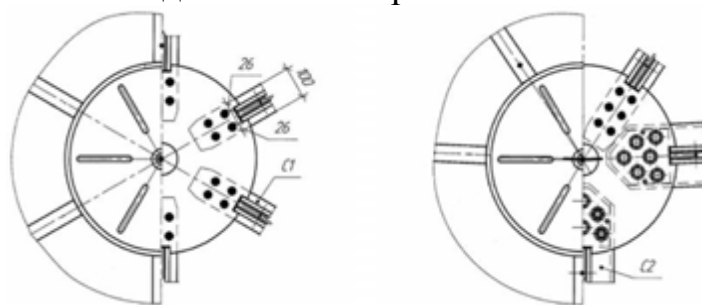


Рисунок 10. Узлы соединений каркаса алюминиевой кровли

Болтовые соединения узлов с наружной стороны купольной крыши закрываются защитным колпаком с герметизирующей прокладкой (рисунок 10). Ограждающей конструкцией купольной крыши является её обшивка, состоящая из алюминиевых треугольных панелей толщиной 1,2 мм. Крепление панелей обшивки к балкам каркаса осуществляется в

«Замок» прижимными накладками при помощи самонарезающихся винтов.

Опираение и передача нагрузки от купольной крыши на стенку резервуара производится 78 опорными стойками. Соединение стоек купольной крыши с опорными частями - шарнирное, а опорных частей стоек к опорному кольцу - на сварке.

Возможное оснащение конструкции алюминиевой кровли РВСПА-50000 электроимпульсными преобразователями предлагается выполнить на 30% поверхности настила с подветренной стороны резервуара (рисунок 11).

В средней линии (рисунок 12) ячейки каркаса устанавливается кронштейн в виде уголка, соединение уголка с несущим каркасом, выполненным из двутавра, – клеевое с винтовым зажимом. Уголок будет являться опорой для источника механических колебаний (индуктора - во взрывозащищённом исполнении [10]) и волновода, подведённого к обшивке. Крепление преобразователя во взрывозащищённом исполнении производится к внутренней поверхности кровли. Кабель питания предлагается прокладывать по стенке несущего двутавра каркаса кровли. Время срабатывания системы ориентировочно с 3-6 импульсными разрядками каждые 6-12 часов, в зависимости от метеоусловий. Периодическое включение в работу группы элементов ЭИПОС позволит воздействовать на обшивку, устраняя тем самым находящиеся на ее поверхности ледяной слой и снеговой покров.

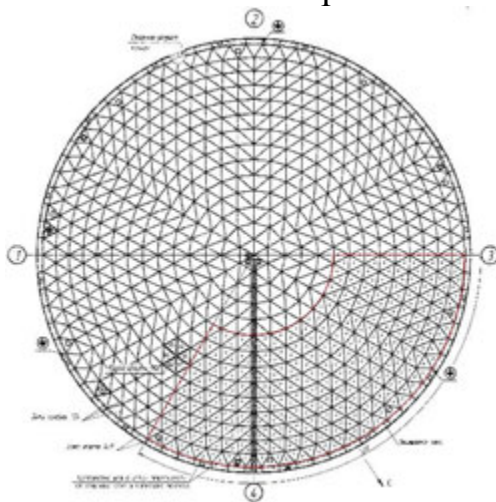


Рисунок 11. Схема расположения электроимпульсных преобразователей на алюминиевой крыше



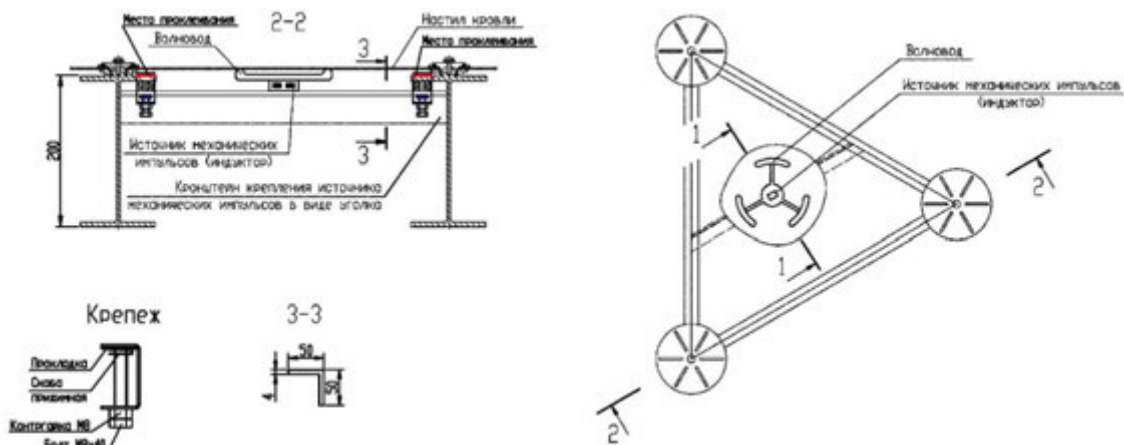


Рисунок 12. Сектор сферической алюминиевой крыши с элементами ЭИПОС

Расчет НДС (напряжённо-деформированного состояния) настила и каркаса крыши с использованием данных, полученных в [8], выполнен для упрощённой конечно-элементной модели для радиуса резервуара 17100 мм (рисунок 13).

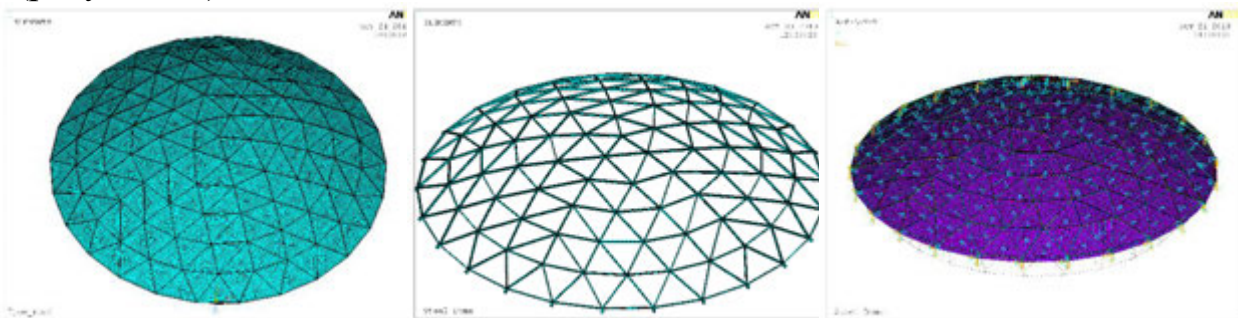


Рисунок 13. Конечно-элементная модель алюминиевой кровли, каркас, граничные условия (приложение перемещений и закрепления конструкции).

Для приложения граничных условий в соответствии с табл. 2 выбирается максимальный прогиб пластины  $A_m = 7,5$  мм при максимальной энергии электрического импульса  $W = 300$  Дж (при толщине льда  $\delta_l = 0$ ), при данном прогибе и энергии электрического импульса будет происходить гарантированное удаление льда с поверхности пластины толщиной 1,5 мм [8] и таблица 2. Для обеспечения запаса прочности пластины увеличиваем величину максимального прогиба  $A_m$  до 10 мм.

Закрепление конструкции производится по 25 балкам квадратного сечения по периферии крыши. Приложение перемещений (амплитудных прогибов пластины)  $A_m = 10$  мм производится в центре каждого сектора сферической алюминиевой крыши.

Результаты расчёта представлены на рисунок 14, 15, 16.

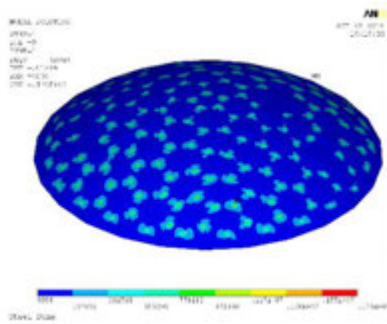


Рисунок 14. Распределение эквивалентных напряжений на сферической алюминиевой крыше резервуара по теории прочности Губера-Генки-Мизеса (в Па)

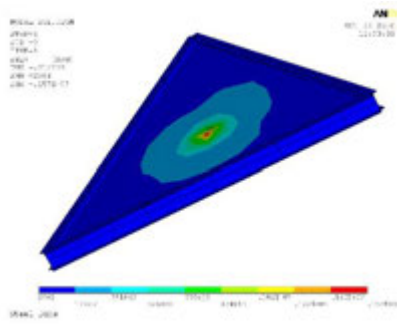


Рисунок 15. Напряжённо-деформированное состояние сектора сферической алюминиевой крыши с максимальным значением эквивалентных напряжений (в Па)

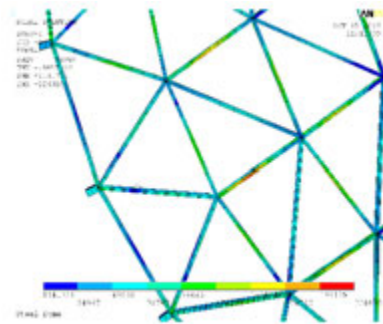


Рисунок 16. Напряженно-деформированное состояние купольной алюминиевой крыши с максимальным и минимальными значениями эквивалентных напряжений (в Па)

По результатам расчётов можно сделать определённые выводы:

- максимальное значение эквивалентных напряжений в обшивке составляет 1,75 МПа (рисунок 15), что в 45 раз меньше допускаемого напряжения сплава обшивки АМг3 - 78 МПа ( $7,8 \text{ кг/мм}^2$ );
- максимальное напряжение в металлоконструкциях каркаса купольной алюминиевой крыши (рисунок 16) составляет 0,224 МПа, что, соответственно, намного меньше допускаемых напряжений алюминиевых сплавов;
- количество циклов до полного разрушения в обшивке из сплава Амг3, при максимальных напряжениях – 1,75 МПа, составит порядка 23 миллионов циклов нагружения.

При использовании данной системы целесообразно разделение площади действия импульсного разряда на отдельные группы секторов алюминиевой конструкции покрытия, для недопущения появления резонансных явлений и совпадения собственной частоты конструкции с частотой внешнего воздействия искусственно создаваемыми импульсами. Последовательное включение импульса на различных секторах конструкции с различными интервалами создаст условия для минимизации вероятности резонансных явлений в конструкции.

Электромеханический шнековый механизм удаления осадков с поверхности стальных купольных крыш.

Для борьбы со снеговой нагрузкой стальных купольных крыш резервуаров предлагается снегоуборочная установка. В центре крыши резервуара на патрубок устанавливается механизм приведения в действие снегоуборочного аппарата, состоящий из кронштейна, электродвигателя и

подведенного к нему силового кабеля во взрывозащищенном исполнении, вала, муфты, конического редуктора.

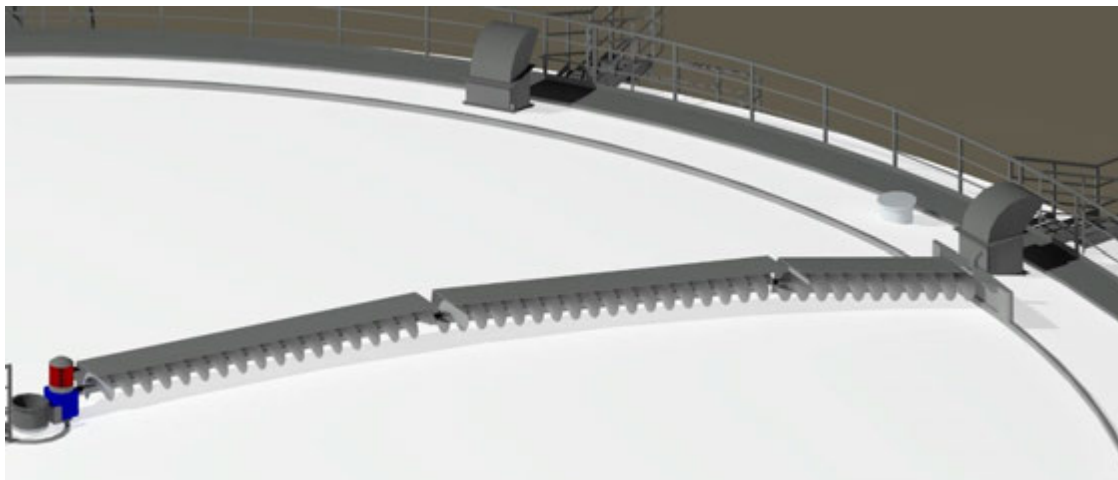


Рисунок 17. Снегоуборочная установка

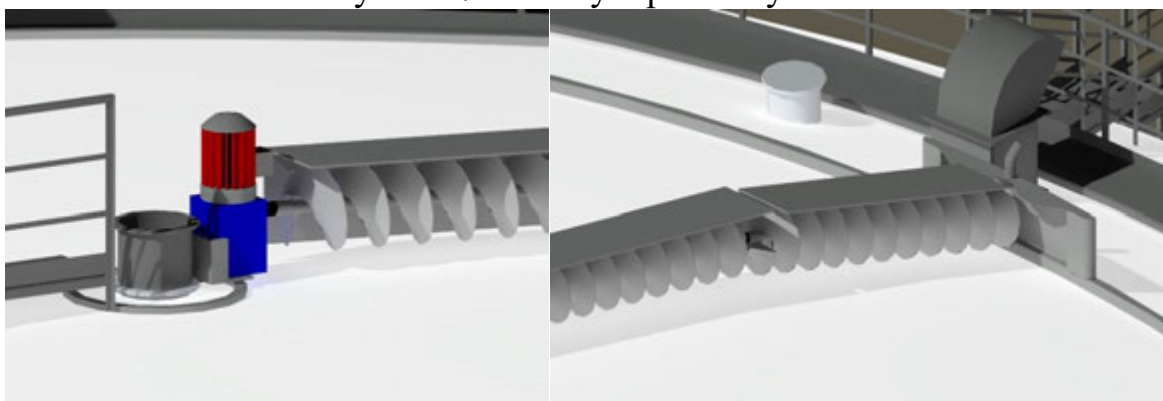


Рисунок 18. Привод механизма      Рисунок 19. Сбросное устройство  
Крепление к центральному патрубку

Крутящий момент передается на снегоуборочный шнек звено-карданного исполнения. Наружная поверхность винтового шнека покрыта высокоплотными резиновыми накладками, исключая искрообразование.

Звенья винтового шнека, вследствие кривизны крыши, соединены между собой карданом. Курсовая устойчивость снегоуборщика достигается за счет его движения по рельсам, установленным на центральном патрубке крыши резервуара и вспомогательной конструкции, установленной по периметру и на расстоянии от края площадки обслуживания радарного уровнемера.

На конце винтового карданного шнека устанавливается крыльчатка с червячным мультипликатором для сброса снега за кольцевую площадку обслуживания. Приведение в работу снегоочистителя выполняется дистанционно с пульта установленного за каре резервуара или с АРМ оператора.

### **Заключение**

1. Представлен обзор аварий и инцидентов при эксплуатации

алюминиевых купольных крыш в России;

2. Определён механизм скопления осадков на поверхности алюминиевой конструкции крыши;

3. Рассмотрены способы удаления снеговых осадков с алюминиевой поверхности крыши;

4. Предложен электроимпульсный метод удаления снегового покрова с купольных крыш из алюминиевых сплавов;

5. Проведён расчёт напряженно-деформированного состояния конструкции крыши методом конечного элемента, при воздействии электроимпульсного метода удаления снегового покрова;

6. Применение снегоуборочной установки позволит выполнить требования Специального регламента по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период, предотвратить скопление снегового покрова, а, следовательно, возникновение неравномерной снеговой нагрузки.

Однако следует отметить особое внимание следует уделить прочности и устойчивости конструкции крыши резервуара, и ее отдельных элементов, а также учесть влияние среды в резервуаре на элементы самой системы и ее работоспособность. Так же при применении ЭИПОС и электромеханического шнекового механизма на взрывопожароопасном объекте необходимо наличие разрешающих сертификатов на искробезопасность и взрывозащищенность всей системы и отдельных её элементов в соответствии с ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное». С учетом вышесказанного, следует провести научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по испытанию данной системы на резервуарных конструкциях.

### **Список использованных литературных источников**

1. ООО «Глобалтэксинжиниринг» [Электронный ресурс] ] Режим доступа

<http://www.rustank.ru/publications/>, свободный. Яз. рус.

2. Проект купольной крыши из алюминиевых сплавов резервуара РВСПА-50000 ЗАО «Нефтемонтаждиагностика», 2008 г.

3. СП 20.13330.2011 Актуализированная ред. СНиП 2.01.07-85\* "Нагрузки и воздействия".

4. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объёмом 1000-50000 куб. м.

5. Востров В.К., Павлов А.Б. Вопросы расчета экстремальных снеговых нагрузок на купольные покрытия // Промышленное и гражданское строительство. 2005. №7.

6. Ильин Е.Г., Востров В.К. Снеговые нагрузки и конструктивные параметры сферических алюминиевых крыш для вертикальных цилиндрических стальных и железобетонных резервуаров // Наука и

технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. №1.

7. ОР-23.020.00-КТН-285-09 Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период.

8. Левин И.А. Исследование процессов удаления льда с обшивки летательного аппарата способом импульсного силового воздействия и создание на его основе электроимпульсной противообледенительной системы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени ктн. – М: Типография МАИ, 1970.

9. Левин И.А. Способ удаления отложений, преимущественно льда, с очищаемой поверхности обшивки и устройство для его осуществления. Авт. свид. №2096269, 1997.

10. ООО Таурус [Электронный ресурс] Режим доступа <http://www.tau-rus.com>, свободный. Яз. рус.

# **ВОПРОСЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

## **THE QUESTIONS CORROSION MONITORING OF OFFSHORE PIPELINES**

Марянин Д.В.

(научный руководитель: доцент Ковалева Т.Н.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Морские трубопроводы в настоящее время приобрели важнейшее значение в освоении континентальных шельфов России и развитии добычи углеводородов на них. Строительство крупных газовых трубопроводов «Северный поток», «Южный поток», «Голубой поток» является чрезвычайно важным для обеспечения внешней торговли энергоресурсами и поэтому газопроводы требуют постоянного контроля их коррозионного состояния.

В силу того, что подводные морские магистральные трубопроводы построены в последний непродолжительный период, другие их участки (расширение) и новые трубопроводы только ещё проектируются, коррозионный мониторинг для них находится в начальной стадии развития. Сегодня ещё не сформулированы безальтернативные приёмы проведения коррозионного мониторинга морских трубопроводов и отсутствуют в полной мере технические средства для его реализации.

Необходимость проведения НИР заключается не только в том, что морские трубопроводы относятся к взрывоопасным объектам, выход которых из строя по причине аварии с утечкой большого количества углеводородов может повлечь за собой катастрофические последствия, но и в необходимости прогнозирования и предупреждения внеплановых остановок.

Коррозионный мониторинг, как одна из неотъемлемых частей морского трубопровода, начал развиваться в основном в последние два десятилетия. Интенсивному его развитию содействовали следующие причины:

– увеличение объёма трубопроводного транспорта, в основном систем перекачки газа (магистральные газопроводы), нефти (магистральные нефтепроводы) и магистральных продуктопроводов. Общая (суммарная) протяженность линейной части трубопроводного транспорта России в настоящее время по различным источникам составляет порядка 200 тысяч километров, для эксплуатации и содержания в работоспособном состоянии которых требуются значительные трудозатраты;

– развитие компьютеризованных методов и средств измерения величин, характеризующих коррозию и эффективность защиты от неё;

– многообразии и развитии методов обработки и хранения информации, принятия управляющих решений, предусматривающих исключение коррозионных отказов трубопровода.

Однако существующее развитие коррозионного мониторинга происходит исключительно для объектов трубопроводов, расположенных на материке. Изучив ряд нормативных документов в открытых источниках в сфере коррозионного мониторинга морских трубопроводов, нами был выбран для примера международный стандарт ISO 21457:2010 «Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленности. Выбор материалов и коррозионный контроль систем добычи нефти и газа», который распространяется на трубопроводы и устьевое оборудование технологической обвязки скважин, включая трубопроводы для стабильных нефтепродуктов.

Документ определяет выбор материалов для борьбы с коррозией и наиболее важные (основные) параметры, которые следует контролировать для определения общей коррозионной активности, способной воздействовать на технологические системы как снаружи - со стороны внешних условий (атмосфера, почва, морская вода), так и изнутри - со стороны продукта, т.е. со стороны рабочей среды. При этом в документе рассматриваются основные и вспомогательные системы.

В документе приведены методы коррозионного контроля и материалы, применяемые при борьбе с коррозией в следующих механизмах её проявления:

- углекислотная и сероводородная коррозия;
- эрозивная коррозия;
- коррозионная усталость (MIC);
- сероводородное растрескивание;
- водородное растрескивание/постепенное растрескивание (HIC/SWC);
- щелочное коррозионное растрескивание под напряжением (ASCC);
- коррозионное растрескивание под напряжением (SCC).

Углекислотную и сероводородную коррозию характеризуют следующие факторы рабочей среды технологического потока:

- парциальное давление  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ;
- pH (кислотность);
- содержание органических кислот;
- температура;
- наличие конденсации и её скорость.

Присутствие во флюиде  $\text{H}_2\text{S}$  в сочетании с  $\text{CO}_2$ , пластовой воды с высоким уровнем содержания хлоридов может привести к образованию очагов местной питтинговой коррозии трубопроводной стали. Температура рабочей среды (потока), скорость конденсации, фугитивность  $\text{CO}_2$  и содержание органических кислот влияют на коррозию по линии раздела

фаз. Для трубопроводов, перекачивающих нефть или конденсат, следует учитывать значения содержания (парциального давления)  $\text{CO}_2$  и общего давления на последней ступени сепарации.

Кислотность (pH) влияет на механизм сероводородного коррозионного растрескивания. Кроме pH, для систем пресной воды, следует учитывать концентрацию хлоридов (солёность). Для систем морской воды, по причине их постоянного хлорирования с целью предотвращения биологического обрастания, следует контролировать содержание остаточного хлора и рабочий режим (сухой или мокрый, когда трубопровод не работает).

Органические кислоты усиливают коррозионное воздействие добываемых флюидов на трубопроводы и оборудование из углеродистой стали. Их коррозионное воздействие определяется по наличию недиссоциированной органической кислоты, вместо солей органических кислот. Поэтому для определения влияния органических кислот на процесс коррозии при КМ имеет смысл проведение полного химического анализа воды.

Температуру и скорость потока (неподвижный, периодический или непрерывный) необходимо учитывать при оценке коррозионной агрессивности в системах, содержащих воду.

При эрозионной коррозии скорость потери металла может быть выше, чем при отдельном воздействии эрозии и коррозии. Необходимо проводить мониторинг технического состояния оборудования для удаления песка.

Вероятность микробиологической коррозии (MIC) велика при низкой скорости влажного потока в трубопроводе, на тупиковых отводах трубопроводов и в других местах возможного скопления отложений бактерий (планктонных и (или) других, закрепляющихся на твердой поверхности углеродистой стали). Для предупреждения микробиологической коррозии следует предусматривать точки отбора проб и устройства закачивания биоцидов.

Водородному растрескиванию (HIC) подвергаются системы трубопроводов при кислотной обработке с образованием сульфидсодержащих отложений. Для оценки растрескивания в сероводородсодержащих условиях обычно используется парциальное давление в газовой фазе, полученное в результате экспресс-расчётов для реальных условий.

Щелочному коррозионному растрескиванию под напряжением (ASCC) подвержены углеродистые стали, работающие в условиях среды, содержащей амины, щёлочь или карбонаты. Вероятность растрескивания повышается при повышении концентрации этих компонентов, то есть при наличии изначальных трещин или испарения.

Коррозионное растрескивание под напряжением (SCC) характерно для углеродистой стали при эксплуатации в морских атмосферных условиях, поскольку имеются вода и хлористые соли. Нержавеющие стали



подвергаются SCC в случаях остаточных напряжений и их геометрической концентрации в сварных швах. Внутреннее хлоридное SCC имеет место при отсутствии  $H_2S$  и растворённого кислорода, вследствие локальных технологических условий, вызывающих испарение воды и отложение (или концентрацию) хлоридов в высокоминерализованных водах и при высоких температурах.

Таким образом, международный стандарт ISO 21457:2010, для снижения риска коррозии внутренней поверхности трубопроводов технологических систем в нефтегазовой промышленности при их эксплуатации, рекомендует осуществлять контроль недиссоциированной органической кислоты, температуры, скорости потока и его эрозионные воздействия на внутреннюю поверхность оборудования. Также желательно обнаруживать места отложения бактерий или продуктов их жизнедеятельности, предупреждать коррозионное растрескивание сталей по различным причинам (HIC, ASCC, SCC).

ISO 21457:2010 рекомендует также учитывать влияние на трубопровод различных рабочих сред, когда в качестве продукта выступает добываемый флюид, деаэрированная морская вода и др. В документе представлены, в качестве определяющих, следующие параметры для оценки коррозии:

- $CO_2$ ;
- $H_2S$ ;
- температура;
- органические кислоты;
- характеристики нефти (или газа) и содержание воды;
- кислород;
- свободная сера;
- ртуть (Hg);
- химический состав добываемого флюида.

Кислород, обычно, в потоках продукции отсутствует, но его могут содержать впрыскиваемые химикаты. Поэтому следует контролировать содержание кислорода особенно в системах, работающих под вакуумом, и в тех случаях, когда в качестве буферного газа используется инертный газ. Чистота инертного газа – это параметр, который рекомендуется включать в оценку коррозии.

Для оценки наружной коррозии учитывают следующее:

- нормальные атмосферные условия (морские или не морские);
- контакт с почвой и (или) опорами трубопроводов;
- окружающая температура и максимальная рабочая температура;
- наличие наружной изоляции с линейными обогревателями или без них;
- нагрев солнечными лучами;
- наличие воды, затопление дренажными системами.

В стандарте изложены основные направления КМ, проведение которого позволит своевременно предупредить о появлении проблемных областей в защите от коррозии (ухудшении состояния изоляции, снижения эффективности работы средств ПКЗ, изменение коррозионной активности добываемых флюидов, и др.). Коррозионный мониторинг предполагает детальный прогноз, идентификацию мест локализации, сбор информации и отчетность.

Для контроля параметров защиты от коррозии используются электро-резистивные датчики и индикаторы коррозии (потери массы), датчики линейного поляризационного сопротивления (LPR), гальванические датчики контроля характеристик напряженности поля (FSM), датчики контроля поступления песка, эталонные электроды для измерения защитного потенциала, специальные аноды с возможностью контроля тока, и др. Устанавливаются датчики, как правило, на нижней образующей стенки трубопровода (на 6 часов), в местах вероятного накопления воды. В составе коррозионного мониторинга широко используются данные внутритрубной диагностики (ВТД).

В целом надежность подводных трубопроводных систем определяется отсутствием способности функционировать по своему назначению и может выражаться в утрате функциональной способности системы или компонента системы, или ухудшении функциональной способности до существенного снижения уровня безопасности для людей, оборудования или окружающей среды. Норвежским стандартом DNV-RP-116:2009 «Обеспечение целостности подводных трубопроводных систем» рассматривается два основных типа аварийной ситуации, обусловленные качеством функционирования конструкции и состоянием герметичности трубопровода:

- разгерметизация – течь или разрыв трубы;
- недопустимая деформация поперечного сечения трубы, спровоцированная понижением степени либо статичной, либо усталостной прочности самой трубы.

Распределение причин возникновения аварийных ситуаций приведено на рисунке 1, который иллюстрирует долю коррозионных отказов в их общем объеме, при этом 40% аварий произошли по вине коррозии, в том числе 7 аварий возникло из-за наружной коррозии и 14 аварий – из-за коррозии внутри трубопровода.

В настоящее время, системы коррозионного мониторинга (СКМ) являются обязательными элементами при проектировании морских трубопроводов и других труднодоступных морских объектов. В соответствии с требованиями ПАО «Газпром» СТО Газпром 2-3.7-576 в техническом задании на проектирование морского объекта должны быть разработаны технические условия на систему коррозионного мониторинга.

Рекомендациями ПАО «Газпром» определено, что морские стальные трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ независимо от коррозионной агрессивности морской среды. При такой комплексной защите для новых или эксплуатируемых трубопроводных систем, международным Стандартом регламентировано при проектировании предусматривать коррозионный мониторинг участков трубопровода, обеспечиваемый, в том числе, периодическим техническим обслуживанием при эксплуатации.

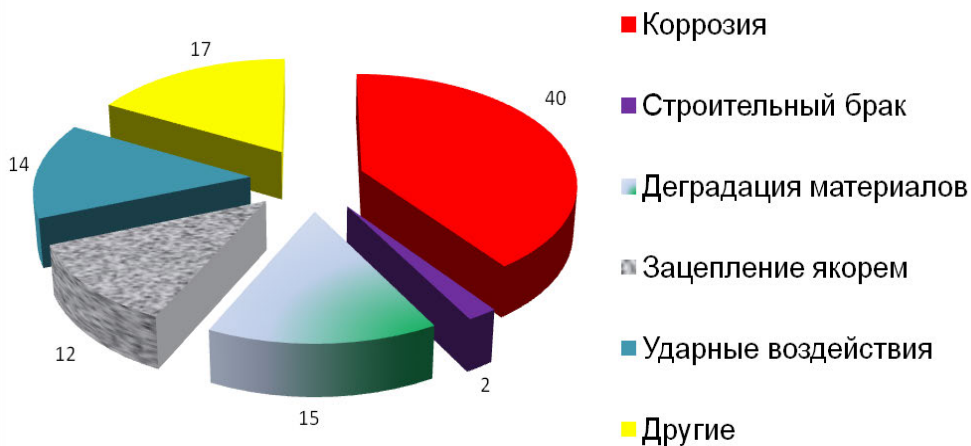


Рисунок 1. Распределение причин разгерметизации трубопроводов в Северном море

Коррозионный мониторинг морских трубопроводов необходим для выявления на ранних стадиях зарождения коррозионных повреждений стенки трубы, изменения скорости коррозии, определения участков, на которых защита от коррозии неэффективна, а так же отслеживания эффективности противокоррозионных мероприятий, принятых при эксплуатации трубопровода. Коррозионный мониторинг может осуществляться как для внутренней поверхности трубы, так и для наружной. Следует оговориться, что для магистральных газопроводов, транспортируемых подготовленный и очищенный газ, опасность распространения внутренней коррозии не велика, в отличие от промысловых трубопроводов. Как правило, для магистральных трубопроводов не осуществляется мониторинг внутренней коррозии, реализуемый посредством специальных датчиков, при этом контроль коррозионного состояния внутренней поверхности трубы проводится при периодическом пропуске по участку специальных дефектоскопических снарядов.

Осуществляя коррозионный мониторинг, применяют следующие методы и средства:

– контроль скорости коррозии при помощи специального зонда, электрическое сопротивление рабочего элемента (стержня или проволоки) которого меняется в зависимости от коррозионной агрессивности среды. Зонды могут устанавливаться в любой коррозионной среде (жидкой или газообразной) и применяются в комплекте с приборами-коррозиетрами СК-2, СК-3. Зонд может дать информацию об эрозивной коррозии и удаляется, в случае необходимости, из системы, находящейся под давлением, с помощью специального извлекателя, без остановки технологического процесса;

– контроль коррозии методом измерения поляризационного сопротивления двух- или трёхэлектродными методами. Данные способы эффективны в растворах электролита с малым электросопротивлением. Метод позволяет избежать коррекции, необходимой для учёта падения напряжения на омическое сопротивление при измерении защитного потенциала;

– измерение проникновения водорода через металл с помощью специальных водородных зондов. Используется данный метод, в основном, для контроля кислотной коррозии ( $H_2S$ ), но применим и в случае углекислотной коррозии;

– измерение коррозии гравиметрическим методом, основанным на измерении массы образца-свидетеля (купона) после его выдержки в коррозионной среде. В системах трубопроводов данный метод применяют для контроля коррозии в потоке рабочей среды или в «застойных зонах», где устанавливают специальные коррозионные катушки. Для возможности извлечения коррозионных катушек без остановки технологического процесса их устанавливают в трубопровод по схеме байпаса;

– контроль наличия в рабочей среде потока бактерий, способствующих развитию коррозии, в частности СВБ, путём отбора проб отложений в различных точках системы (коллекторы, емкости, вход/выход газопровода и др.).

Опыт эксплуатации морских трубопроводов зарубежными странами показывает, что в системах коррозионного мониторинга для осуществления связи между средствами сбора информации о состоянии средств ПКЗ и МТ используются следующие способы и методы:

– данные могут записываться на электронный накопитель, установленный непосредственно под водой. В необходимые сроки заполненный накопитель заменяется на новый при помощи водолаза или дистанционно управляемого аппарата (ДУА);

– данные могут передаваться по акустическому каналу в блок приёма данных установленный на ДУА при непосредственном его приближении к сенсорам (датчикам);

– данные могут считываться в режиме постоянного опроса данных и передаются по оптическому кабелю на приёмные блоки установленные над водой, откуда далее по радиочастоте (GPS, УКВ, космос и др.) в базу данных (БД) КМ;

– измеренные данные могут отображаться на подводных мониторах (например, CP Gun) с которых могут быть записаны на видео с ДУА.

Некоторые такие решения приведены на рисунке 2. Для электропитания подводных средств КМ возможно использование долговременных элементов питания, активируемых морской водой. Учитывая тяжелые условия эксплуатации, в которых выполнение ремонтных работ или ТО оборудования КМ дорогостоящее, а порой вообще невозможные, необходимо устанавливать дублирующие системы и оборудование (датчики и др.) и средства передачи или приёма данных.

Для электропитания подводных средств КМ возможно использование долговременных элементов питания, активируемых морской водой. Аналогичные элементы применяются мировым лидером в области подводной коммуникации и интеграции SiCom.

Учитывая тяжелые условия эксплуатации, в которых выполнение ремонтных работ или ТО оборудования КМ дорогостоящее, а порой вообще невозможные, необходимо устанавливать дублирующие системы и оборудование (датчики и др.) и средства передачи или приёма данных.

Срок службы оборудования системы КМ должен быть не менее срока эксплуатации МТ при условии замены расходуемых материалов и оборудования.

Передача данных от средств КМ может осуществляться по кабелю или по гидроакустическому каналу в зависимости от того, что наиболее приемлемо в конкретном случае. Устройства с гидроакустической связью требуют наличия аккумуляторов, поэтому в этом случае необходимо учитывать срок службы аккумулятора.

Экономический эффект обусловлен снижением затрат на проведение мониторинга морских сооружений. Основным эффектообразующим фактором является снижение эксплуатационных затрат за счет сокращения объема водолазных работ и аренды водного транспорта (катера).

Оценка эффекта выполнена для трубопроводов континентального шельфа России из расчета эксплуатационных затрат на одну точку мониторинга при контроле параметров ЭХЗ с периодичностью два раза в год.

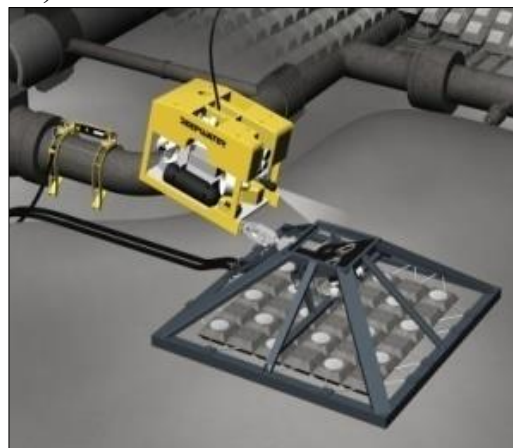
В настоящее время контроль состояния средств защиты от коррозии морских участков осуществляется только визуально при спуске водолазов (без проведения электрометрических измерений) – вариант «без проекта».

Вариант «с проектом» предусматривает разработку приборного парка для проведения электрометрических измерений в автоматическом режиме, накопления полученных результатов и последующей их передачи в службу защиты от коррозии эксплуатирующей организации.

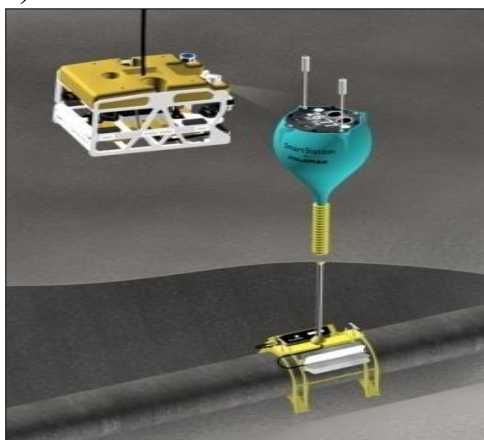
а)



б)



в)



г)



Рисунок 2. Считывание (видеозапись) данных коррозионного мониторинга морского трубопровода с применением ДУА. а, б – по средству видеозаписи; в, г – по акустическому каналу

Эксплуатационные затраты при проведении обследования будут включать аренду катера и услуги водолазной бригады. Продолжительность расчетного периода составляет 10 лет. Оценка эксплуатационных затрат проведена аналоговым методом с использованием данных организаций предоставляющих данные виды услуг. Водолазные работы проводятся на глубинах до 30 м. Периодичность водолазного обследования принята: ежегодно в течение первых 3 лет эксплуатации, затем 1 раз в 3 года.

Таким образом, предлагаемая к внедрению система проведения коррозионного мониторинга позволит оперативно выявлять на ранних стадиях зарождение коррозионных повреждений стенки трубы, изменение скорости коррозии, определение участков, на которых защита от коррозии неэффективна, отслеживать эффективность противокоррозионных мероприятий, принятых при эксплуатации трубопровода, а, следовательно, обеспечить технически надежную, экологически безопасную и экономически рентабельную эксплуатацию подводных нефтегазопроводов, позволит снизить риски и избежать аварий и экологических катастроф в

акватории проложения объекта трубопроводного транспорта углеводородов.

Таблица 1. - Исходные данные для расчета (в ценах 2015 г.)

№ п/п	Показатели	без проекта	с проектом
1	Затраты первого года эксплуатации тыс. руб., в т.ч.:	6300	3900
	- аренда катера	2900	2900
	- услуги водолазной бригады	3400	800
	- обслуживание комплекса ДКМ	-	200
2	Суммарные эксплуатационные затраты в период с 2 по 10 год тыс. руб., в т.ч.:		
	- аренда катера	31500	1500
	- услуги водолазной бригады	14500	-
	- обслуживание комплекса ДКМ (1 раз в 3 года)	17000	-
		-	1500
3	Итого	37800	5400

#### Список использованных литературных источников

1. ISO 21457:2010 «Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленности. Выбор материалов и коррозионный контроль систем добычи нефти и газа» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>, свободный. - Загл. с экрана.
2. DNV-RP-116:2009 «Обеспечение целостности подводных трубопроводных систем» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>, свободный. - Загл. с экрана.
3. СТО Газпром 2-3.7-576-2011. «Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7869>, свободный. - Загл. с экрана.
4. Васильев Г.Г. Практические аспекты повышения надежности подводных переходов магистральных трубопроводов / Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов, В.К. Иванец, И.Л. Садова // Промышленный сервис. - 2012. - № 2. - С. 21-23.
5. Морские трубопроводы / [Ю. А. Горяинов, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др.]. - М. : Недра, 2001. - 131 с. :
6. Современные методы, техника, технологии и нормативы, используемые в сооружении морских нефтегазовых скважин и трубопроводов, их применение в Черноморско-Каспийском регионе и их экологическая безопасность : Материалы Науч.-техн. совета (НТС) ОАО "Газпром", г. Сочи, февр. 2003 г. - М. : ИРЦ Газпром (Ротапринт ООО ИРЦ Газпром), 2003. - 88 с.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПЕРЕМЕННЫМ ТОКОМ (DETERMINATION THE DANGER DEGREE OF DESTRUCTION OF MAIN PIPELINES BY ALTERNATING CURRENT)

Мюльбаер А. А.

(научный руководитель: д. т. н., профессор Целебровский Ю. В.)  
Новосибирский государственный технический университет

Надёжность и экологическая безопасность магистральных нефтепроводов и газопроводов являются ключевыми моментами успешной работы развивающейся системы трубопроводного транспорта. Трассы магистральных трубопроводов нефти и газа часто пересекают или следуют параллельно трассам воздушных линий электропередачи переменного тока (ВЛ). Такое сближение приводит к появлению переменного напряжения между металлом трубопровода и окружающей его землей из-за электромагнитного влияния ВЛ (далее – наведенное напряжение). Электромагнитное влияние ВЛ переменного тока на трубопроводы можно разделить на 3 вида: электрическое, магнитное и кондуктивное [1].

*Электрическое влияние* ВЛ возможно только на надземные незаземленные трубопроводы, расположенные в непосредственной близости от ВЛ. Наведенное напряжение зависит в основном от класса напряжения ВЛ, расстояния между трубопроводом и ВЛ, а также от режима работы линии (нормальный или аварийный).

*Магнитное влияние* ВЛ оказывают как на надземные, так и на подземные трубопроводы, расположенные в непосредственной близости от нее. Влияние заключается в наведении в соответствии с Законом электромагнитной индукции продольной ЭДС в трубопроводе. Наибольшее магнитное влияние проявляется в аварийных режимах работы ВЛ, когда по фазам (фазе) протекает ток короткого замыкания. Значение продольной ЭДС зависит от тока, длины параллельного следования ВЛ и трубопровода и расстояния между ними. Наведенное напряжение определяется индуцированной продольной ЭДС, режимом заземления трубопровода и его параметрами.

Значения наведенного напряжения на трубопроводе при магнитном влиянии ВЛ могут достигать 100 В и более. На рисунке 1 показано распределение наведенного напряжения на участке строящегося магистрального трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», находящегося в зоне влияния двух ВЛ 500 кВ. Расстояние между осями трубопровода и ВЛ меняются по длине участка проведения измерений. Наименьшее расстояние от трубопровода до ВЛ – 77 м и 156 м, наибольшее – 748 м и 856 м (для ближней и дальней ВЛ соответственно). При измерениях протекторная защита не отключалась, в начале и в конце участка трубопровода было выполнено заземление. Представленные



результаты измерений получены научным коллективом Новосибирского государственного технического университета под руководством Ю. В. Целебровского.

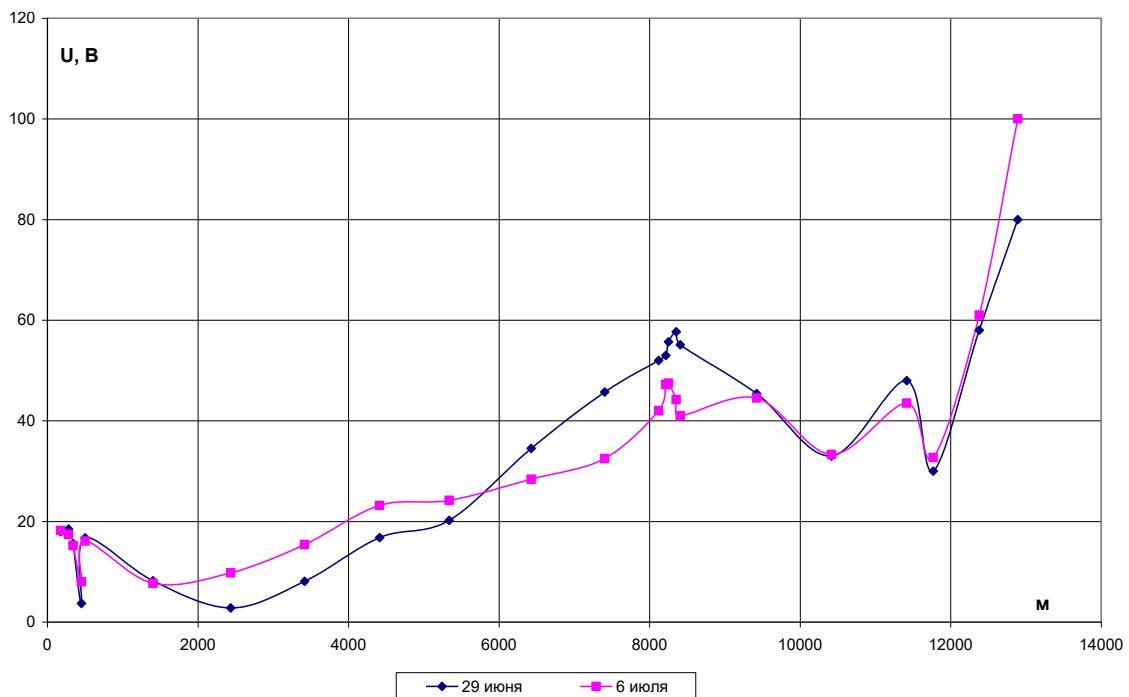


Рисунок 1. Распределение наведенного напряжения по длине трубопровода при магнитном влиянии ВЛ

*Кондуктивное влияние* проявляется в основном в аварийных режимах работы ВЛ: при падении провода ВЛ на пересекаемые трубопроводы или при коротком замыкании на опору ВЛ (замыкании на землю), расположенную вблизи трубопроводов. Аварийные токи, протекающие через заземляющие устройства (ЗУ) опор, подстанции или электростанции, приводят к росту потенциалов ЗУ и близлежащего грунта по отношению к зоне нулевого потенциала. Трубопроводы подвергаются влиянию, если они соединены с заземляющим устройством высоковольтной системы или если они входят в зону растекания тока с ЗУ. Следует обратить внимание, что короткие замыкания ВЛ происходят редко, и время существования такого режима – максимум несколько секунд.

Длительному кондуктивному влиянию могут быть подвержены трубопроводы, расположенные рядом с транспозиционными опорами ВЛ. Из-за различного расположения заземленного грозозащитного троса относительно фазных проводов до и после транспозиционной опоры ВЛ возникают токи, стекающие с заземляющего устройства опоры.

В конце 1980-х годов в Европе были отмечены повреждения подземных стальных трубопроводов, вызванные переменным током. Первые случаи были замечены на трубопроводах природного газа с хорошим электрически изолированным внешним защитным покрытием.

Повреждения имели характер локальной коррозии и были отнесены к этому типу разрушения. Коррозия происходила даже тогда, когда трубопровод был катодно защищен [2]. Также известно 2 случая аналогичных сильных повреждений на газопроводах, которые были обнаружены в Швеции в начале 1990-х, и были вызваны переменным током. Одно повреждение было найдено на трубе газопровода, другое – на стальном образце, связанном с трубой газопровода. Оба трубопровода имели катодную защиту, но были подвержены влиянию переменного напряжения из-за их приближенности к высоковольтным линиям электропередачи.

Российские и зарубежные исследователи выявили, что стальные трубопроводы, покрытые гидроизоляцией, подвержены разрушению под действием переменного тока, обусловленного электромагнитным влиянием объектов электроэнергетики [2, 3]. Выдвинутые теории такого разрушения разрознены и не дают общей картины физики процесса. Если в [2] утверждается, что при потенциалах на трубопроводе, превышающих 4...10 В в дефектах изоляционного покрытия идёт коррозия при положительных полуволнах переменного тока, то в [3] делается вывод о практическом отсутствии коррозии под действием переменного тока.

В настоящей статье описаны гипотезы и эксперименты, позволяющие глубже понять механизмы разрушения металла трубопроводов переменным током.

Предположим, что электрохимические и физические процессы разрушения металла, идущие в дефектах гидроизоляции подземных трубопроводов, находящихся под влиянием переменного тока промышленной частоты, различны в зависимости от значений приложенного к ним напряжения. Тогда от значений приложенного к конструкции напряжения зависит и скорость разрушения металла.

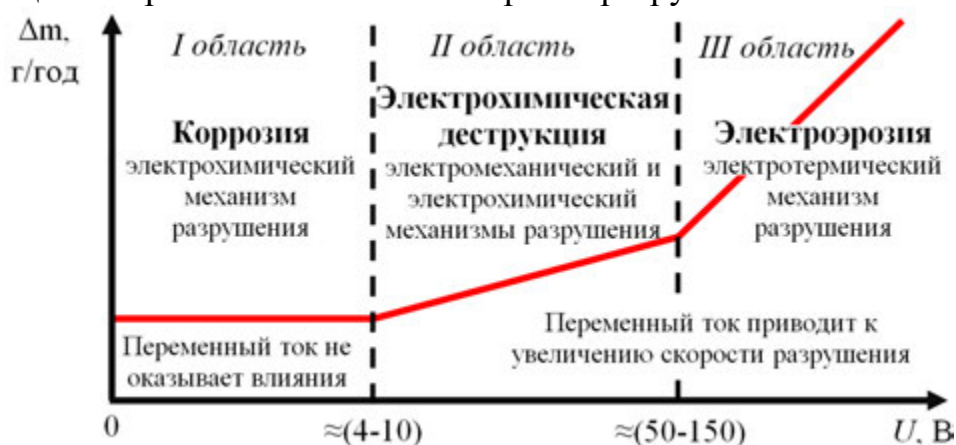


Рисунок 2. Скорость потери массы образца металла в зависимости от приложенного к нему переменного напряжения

На основе этого предположения можно качественно представить зависимость скорости потери массы гидроизолированного образца металла

в зависимости от приложенного к нему переменного напряжения (рисунок 2).

*I область.* Область электрохимической коррозии металла. Дефект в покрытии позволяет грунтовым растворам достичь поверхности металла и вызвать обычную грунтовую коррозию. Переменный ток, стекающий с поверхности металла в дефекте гидроизоляции, не оказывает заметного влияния на скорость разрушения металла. Это подтверждено многочисленными экспериментами [4], которые показали, что потери массы металла начинаются при потенциалах на трубе и соединённых с ней образцах выше 4 В в грунтах с удельным сопротивлением до 100 Ом·м и 10 В при более высоких удельных сопротивлениях грунта. Следует, однако, заметить, что действие переменного тока в первой области не разрушает металл, но и не позволяет появиться на поверхности металла пассивирующей плёнке (например – FeO).

*II область.* В этой области начинаются процессы электрохимической деструкции металла, обусловленные как анодными, так и катодными процессами. Рассмотрим процессы, происходящие на границе разделов «металл – электролит». Под действием внешнего электрического поля заряженные частицы начинают двигаться. При положительной полуволне приложенного к металлу напряжения электроны откачиваются в другой полюс, положительные ионы металла покидают кристаллическую решетку, преодолевают двойной электрический слой (ДЭС) и выходят в электролит. В обратном направлении из электролита в металл пытаются проникнуть отрицательные ионы, например Cl<sup>-</sup>, OH<sup>-</sup> и другие.

В отрицательную полуволну приложенного напряжения движение заряженных частиц происходит в обратном направлении. Электроны через ДЭС выходят в электролит. Положительные ионы двигаются в обратном направлении: из электролита в металл. К ним относятся ионы железа, пытающиеся вернуться на исходное место в кристаллическую решетку, ионы водорода и пр. Наиболее разрушительным для металла является внедрение в его кристаллическую решётку ионов водорода, обладающих наименьшим размером и глубже других ионов проникающих в металл. Проникновение водорода в кристаллическую решетку металла приводит к водородному охрупчиванию [5].

Такое периодическое воздействие на металл в отрицательный полупериод положительных ионов среды приводит к разрушению структуры кристаллической решетки металла, то есть к деструкции. При каком-то уровне переменного напряжения и времени его воздействия уже при положительной полуволне будет происходить отрыв наиболее слабо удерживаемых участков, то есть кусочков металла. Тем самым будет происходить вынос массы металла в раствор в местах протекания переменного тока.

Во II области скорость разрушения металла выше скорости электрохимического процесса коррозионного разрушения. Согласно [3], переменный ток в этой области усиливает электрохимический процесс естественной коррозии в 3-5 раз. Электрохимические и физические процессы, происходящие при этом, ещё подлежат изучению.

Чтобы определить уровень напряжения, при котором могут возникнуть деструктивные процессы (граница областей I и II), необходимо рассмотреть физические процессы, происходящие на границе «металл – электролит» при протекании переменного тока. Чтобы ион или электрон перешел из одной среды в другую (из металла в электролит или наоборот) ему необходимо преодолеть ДЭС. Для этого на носитель заряда должно оказывать силовое воздействие внешнее электрическое поле. Напряженность электрического поля в двойном слое в этом случае должно составлять несколько ГВ/м. Толщина двойного электрического слоя несколько ангстрем, следовательно, необходимое для преодоления ионом двойного электрического слоя напряжение на границе «металл – электролит» всего несколько вольт. По сути, данное напряжение является пробивным для ДЭС. Пробивное напряжение ДЭС зависит от состава металла, диэлектрической проницаемости и удельного электрического сопротивления электролита.

Когда переменное напряжение, приложенное к границе раздела «металл – электролит», ниже пробивного, то через ДЭС будет протекать только ток смещения. При превышении пробивного уровня напряжения ДЭС начнут преодолевать носители зарядов, следовательно, ток, стекающий с металла, будет током проводимости. Следовательно, при напряжениях ниже пробивного ток, протекающий через дефект в гидроизоляции, будет опережать по фазе приложенное напряжение, с увеличением напряжения угол между током и напряжением уменьшается. Это свойство использовалась для экспериментального определения напряжения пробоя двойного электрического слоя.

На рисунке 3а представлена принципиальная электрическая схема экспериментальной установки для определения напряжения пробоя ДЭС. Стальной образец 1 с дефектом в гидроизоляционном покрытии помещался в стальную емкость 2. Емкость заполнялась электролитом с известным удельным сопротивлением. После чего к образцу и вспомогательному электроду прикладывалось переменное напряжение, значение которого изменялось с определённым шагом. С помощью осциллографа фиксировалось приложенное к образцу напряжение, падение напряжения на измерительном шунте и угол сдвига между ними (рисунок 3б).

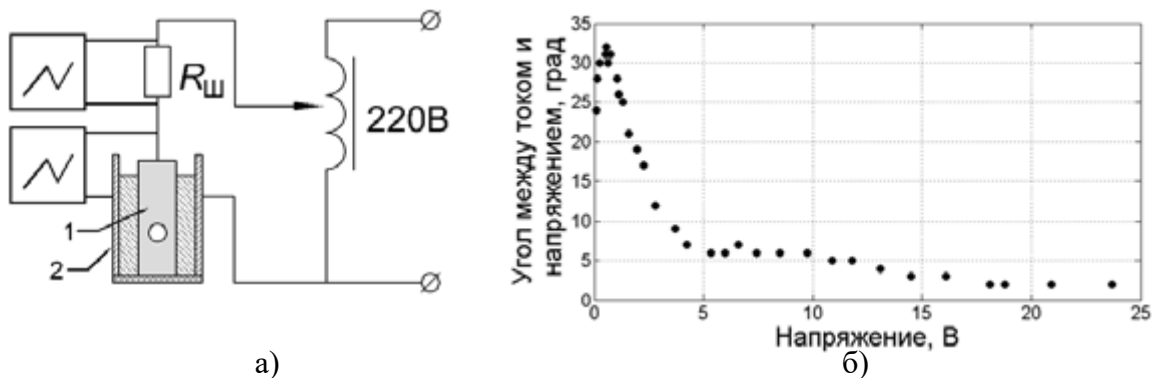


Рисунок 3. а) принципиальная схема экспериментальной установки; б) изменение угла между током и напряжением при увеличении напряжения, приложенного к границе «металл-электролит»

Результаты для стальных образцов с площадью дефектов в гидроизоляции до 10 мм<sup>2</sup>, находящихся в щелочных электролитах, приведены в таблице 1. Полученные значения напряжения позволяют определить только возможность разрушения металла переменным током, а интенсивность такого разрушения будет определяться плотностью тока в дефекте гидроизоляционного покрытия.

Таблица 1. – Зависимость пробивного напряжения ДЭС от сопротивления электролита

Удельное электрическое сопротивление электролита, Ом·м	0,4	1,0	10
Пробивное напряжение ДЭС, В	3	5	8

*III область.* Повышение напряжения приводит к увеличению плотности тока в дефекте изоляционного покрытия, выражающемуся, в том числе и в повышении выделения кислорода при положительных полуволнах и водорода – при отрицательных полуволнах переменного тока. Образование газовых полостей может вызываться и нагревом электролита током высокой плотности. Нагрев сопровождается закипанием и образованием пузырьков воздуха и насыщенного водяного пара.

Образовавшийся в растворе пузырек воздуха частично или полностью вытесняет из дефекта гидроизоляции электролит, что приводит к прерыванию тока, протекающего через дефект. Наличие в пузырьке ионизированных частиц переводит ионный ток электролита в искровой и дуговой процессы.

При горении дуги металл в дефекте гидроизоляционного покрытия расплавляется. Оторванные атомы металла удаляются с поверхности электродинамическими или гравитационными силами. Процессы, идущие в третьей области диаграммы, приводят к самому интенсивному

разрушению металла переменным током. Поэтому зону III мы назвали зоной электроэрозионного разрушения.

Напряжение, при котором начинаются искровые процессы в дефектах гидроизоляционного покрытия (граница II и III областей), определялось экспериментально. Исследования проводились на экспериментальной установке, представленной на рисунке 4. Испытательный образец (1) вместе со вспомогательным электродом (2) помещался в емкость с электролитом. Регистрация искровых процессов производилась осциллографом, подключенным к фильтру высокой частоты (Ф), позволяющему выделить высокочастотную составляющую тока, обусловленную искровыми процессами, из общего спектра. Поскольку сеть, к которой подключена экспериментальная установка, так же является источником высоких гармоник, то их необходимо подавить сетевым фильтром (СФ).

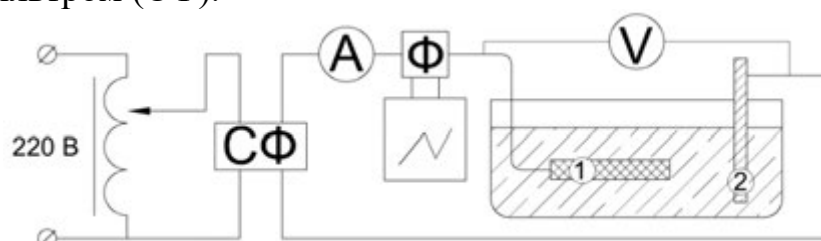


Рисунок 4. Схема испытательной установки

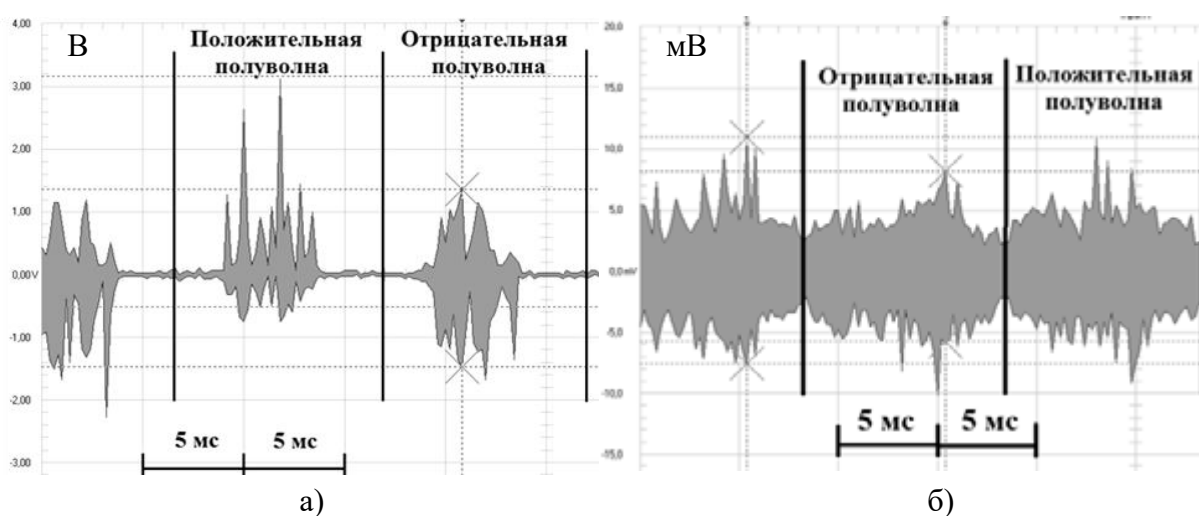


Рисунок 5. а) высокочастотная составляющая тока при видимых искровых процессах в дефекте изоляции; б) высокочастотная составляющая тока в начале появления искровых процессов в дефекте изоляции

Напряжение, приложенное к образцу, повышалось до видимого искрообразования в дефекте изоляционного покрытия, обычно это происходит при напряжениях около  $100 V_{ампл}$  и выше. На рисунке 5а представлена осциллограмма высокочастотного тока, снятая с выхода фильтра Ф при видимом искрообразовании в капилляре. После подъема

напряжения на образце до видимого искрообразования на неизолированной поверхности образца и фиксации высокочастотной составляющей тока, напряжение плавно снижали. Напряжение, при котором высокочастотная составляющая тока исчезала, принимали за напряжение начала искрообразования (рисунок 5б).

При различных площадях дефектов гидроизоляционного покрытия образцов были получены данные, представленные в таблице 2. В этой таблице:  $U$  – напряжение начала искрообразования, приложенное к образцу и вспомогательному электроду;  $I$  – ток промышленной частоты, протекающий через образец;  $J$  – плотность тока промышленной частоты;  $P$  – мощность, выделяемая в цепи «образец – вспомогательный электрод»;  $P_{уд}$  – удельная мощность (мощность, отнесенная к площади неизолированной поверхности).

Таблица 2. – Параметры, зарегистрированные при возникновении искровых процессов в дефекте изоляционного покрытия

$S, \text{мм}^2$	$U, \text{В}_{\text{действ}}$	$I, \text{А}_{\text{действ}}$	$J, \text{А/мм}^2$	$P, \text{Вт}$	$P_{уд}, \text{Вт/мм}^2$
1.1	30	0.17	0.15	5	4.6
7.1	45	0.68	0.10	31	4.3
17.3	50	1.66	0.10	83	4.8

Из данных, приведенных в таблице 2, видно, что уменьшение площади неизолированной поверхности приводит к снижению напряжения начала искрообразования и энергии, необходимой для инициации искровых процессов. Однако удельная мощность на всех исследуемых образцах остается практически неизменной. Это позволяет считать удельную мощность параметром, определяющим начало искрообразования в дефектах гидроизоляции металлических конструкций.

Всё изложенное выше подтверждается экспериментами с длительным воздействием переменного тока на стальные гидроизолированные трубки. Эти эксперименты показали, что разрушение металла намного интенсивней проходит в III области (рисунок 6). В дефектах гидроизоляции образцов, находившихся под напряжением 41 В, происходили электроэрозионные процессы. Образцы под потенциалами 6 и 12 В попали в область электрохимической деструкции. Во II и III областях образовавшиеся каверны повторяют форму дефектов в гидроизоляционном покрытии. Развитие каверн в основном происходит в глубину металла и незначительно в стороны.

Важным выводом данного эксперимента является то, что потеря массы практически линейно зависит от мощности, выделяемой на образце (коэффициент корреляции 0,86) (рисунок 7). Представленные эксперименты показали, что наиболее полно описать интенсивность

разрушения металла переменным током можно, оперируя удельной либо полной мощностью. Однако определение мощности, выделенной в дефекте гидроизоляции реального трубопровода, невозможно. Поэтому в практике приходится оперировать напряжением, наведённым на трубопровод. Наведенное напряжение без затруднений определяется прямым измерением на трубопроводе или расчетным способом. Значение наведенного напряжения говорит о возможности протекания тех или иных процессов, но будут ли они иметь место, зависит от множества факторов, например, удельного сопротивления грунта, химического состава грунтовой влаги, температуры грунта, площади дефектов и т. д.

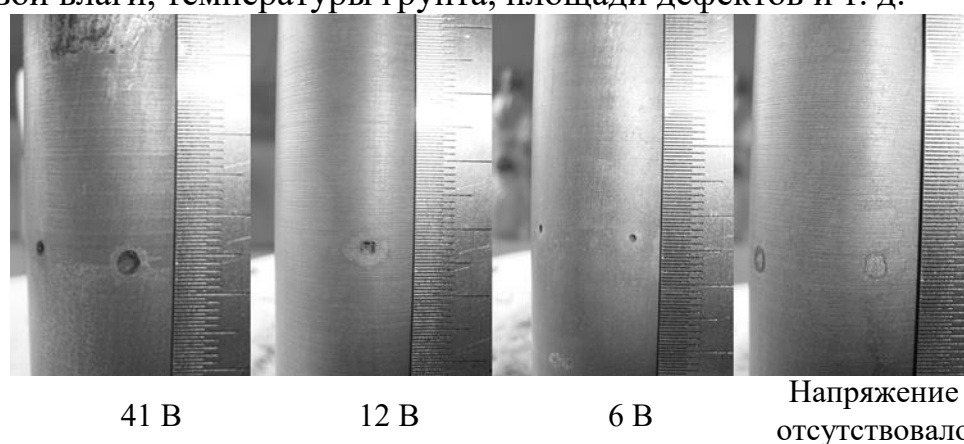


Рисунок 6. Каверны на образцах, находящихся под напряжением и без

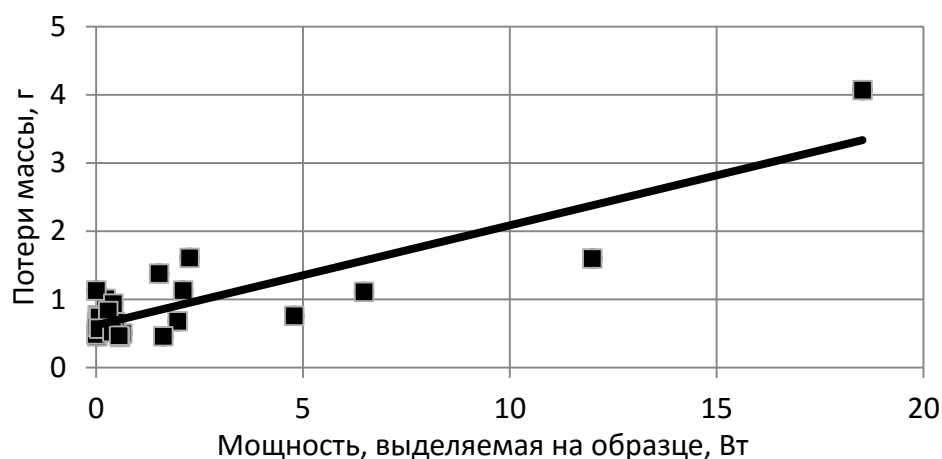


Рисунок 7. Потеря массы образца в зависимости от мощности, выделяемой на образце

Выявленный в экспериментах характер повреждения таит огромную опасность для нефте- и газопроводов, так как даже при незначительной потере массы возможно образование сквозных отверстий, приводящих к нарушению герметичности. Поэтому необходимо на строящихся и эксплуатируемых трубопроводах проводить натурные измерения с целью выявления участков, на которых наведенное напряжение может приводить к разрушению металла трубопроводов. Это позволит своевременно



применить технические решения для снижения наведенного напряжения до безопасного значения.

### **Заключение**

1. Предложена гипотеза разрушения изолированных трубопроводов, согласно которой на электрохимические процессы грунтовой коррозии в дефектах изоляции накладываются процессы, вызванные протеканием переменного тока. Эти процессы различны в зависимости от значения наведенного напряжения. При напряжениях выше 5 В начинаются деструктивные процессы, приводящие к разрушению кристаллической решетки металла (в дефекте изоляционного покрытия). При напряжениях на трубопроводе выше 80 В в дефекте покрытия начинаются электроискровые процессы, приводящие к электроэрозионному разрушению.

2. Экспериментально показано, что по мере увеличения переменного напряжения, наведенного на гидроизолированном стальном трубопроводе, разрушение металла в дефектах изоляционного покрытия переменным током увеличивается пропорционально выделяемой мощности.

3. Необходимо начать широкое натурное обследование магистральных трубопроводов, проходящих в зонах влияния воздушных линий электропередачи переменного тока, с целью определения зон возможного разрушения и принятия мер по защите трубопроводов от такого рода воздействий.

### **Список использованных литературных источников**

1. Нестеров С. В. Заземление на магистральных трубопроводах, проходящих в зонах влияния воздушных линий электропередачи / С. В. Нестеров, Ю. В. Целебровский // Третья Российская конференция по заземляющим устройствам: Сборник докладов – Новосибирск: Сибирская энергетическая академия, 2008. – 224 с. 79-92.

2. AC corrosion on metallic pipelines due to interference from AC power lines. Joint Working Group C4.2.02: CIGRE, April 2006. – 110 p.

3. Толстая М. А. Способы определения коррозионной опасности для стальных подземных сооружений в зонах влияния переменного тока промышленной частоты / М. А. Толстая, Э. И. Иоффе // Научные труды академии коммунального хозяйства – 1967 . – Вып. 42. – с. 57-64.

4. GEOCOR: A.C. Corrosion on cathodically protected pipelines. Guidelines for risk assessment and mitigation measures. Published by APCE Association for the Protection against Electrolytic Corrosion, 2001. Available at: GEOCOR, [www.ceocor.lu](http://www.ceocor.lu).

5. Улиг Г. Г., Ревы Р. У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. / Пер. изд., США, 1985. – 456 с.: ил.

**КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ РАЗБАЛАНСА  
ПРИРОДНОГО ГАЗА  
(QUALITATIVE ASSESSMENT OF THE MAGNITUDE OF THE  
IMBALANCE OF NATURAL GAS)**

Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Газпром  
межрегионгаз Москва»

При распределении энергетических ресурсов, в том числе природного газа всегда возникает ситуация, когда объемы поставленного  $V_{\text{пост}}$  и потребленного газа  $V_{\text{потр}}$  не равны друг другу. Расхождение в величинах  $V_{\text{пост}}$  и  $V_{\text{потр}}$ , называется разбалансом:

$$V_p = V_{\text{потр}} - V_{\text{пост}} \quad (1)$$

Так как процесс газоснабжения является производственным процессом, в котором участвуют коммерческие и государственные организации, то он должен проводиться в соответствии со стандартами системы менеджмента качества (СМК) ИСО 9000. Величина разбаланса природного газа оказывает прямое влияние на качество системы газоснабжения в целом, поскольку при отрицательных значениях разбаланса поставщик будет нести значительные материальные потери, а потребитель будет иметь незаслуженную прибыль; в случае положительного значения разбаланса поставщик будет иметь незаслуженную прибыль, а конечный потребитель терпеть убытки.

Для анализа причинно-следственной связи возникновения разбаланса применяется диаграмма Каору Исикавы, которая позволяет выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении [2]. Диаграмма позволяет определить главные факторы, оказывающие влияние на рассматриваемую проблему. Проблема обозначается главной стрелкой. Факторы, усугубляющие проблему, отражают стрелками, расположенными «внутри» скелета; нейтрализующие проблему – «снаружи».

На диаграмме, представленной на рисунке (1), демонстрируются основные причины разбаланса:

- 1) Погрешность измерений (случайного и неслучайного характера);
- 2) Технологические потери;
- 3) Несанкционированный отбор;
- 4) Аварийные ситуации;
- 5) Изменение режимов перекачки газа;
- 6) Учет газа у населения;
- 7) Закрытие объемов при снятых счетчиках и корректорах (ремонт, поверка);
- 8) Сложность учета газа вследствие перетоков в сетях газораспределения.

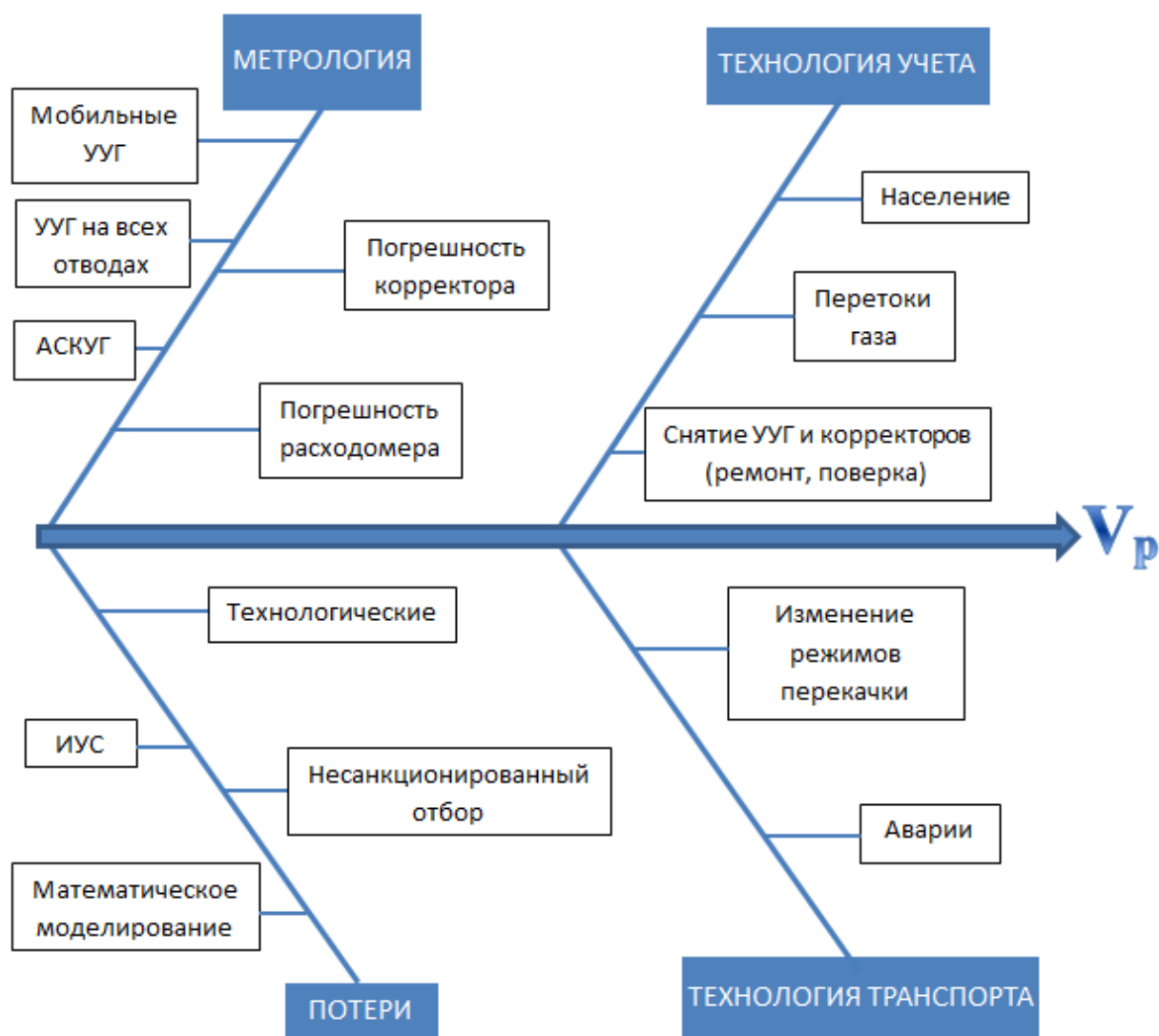


Рисунок 1. Диаграмма Каору Исикавы

В реальной ситуации устранить все выше перечисленные факторы невозможно. Однако имеется возможность снизить влияние того или иного фактора. Согласно закону Парето 20% усилий дают 80% результата, а остальные 80% – лишь 20% результата. Хотя это и эмпирическое правило, но в определенной степени его можно применить в вопросах уменьшения величины разбаланса.

Прежде чем уменьшать влияние того или иного фактора на величину разбаланса, необходимо определить, в каком состоянии находится процесс. Для этого строятся контрольные карты Шухарта, которые позволяют определить, действительно ли процесс достиг статистически управляемого состояния или его нужно отрегулировать, а затем поддерживать на заданном уровне. Под процессом в данном случае следует понимать процесс газораспределения с постоянным наличием разбаланса поставки и потребления природного газа.

Контрольная карта – это графическое средство статистического анализа данных. Теория контрольных карт различает два вида изменчивости процесса. Первый вид – изменчивость из-за случайных причин, обусловленная множеством причин, присутствующих постоянно. Второй вид – реальные перемены в процессе.

Цель контрольных карт – обнаружить неестественные изменения в наборе данных и определить, находится ли исследуемый процесс в статистически управляемом состоянии.

Карта Шухарта имеет центральную линию (CL), соответствующую эталонному значению разбаланса, а также две контрольные границы – верхняя контрольная граница (UCL) и нижняя контрольная граница (LCL). Контрольные границы находятся на расстоянии  $3\sigma$  от центральной линии, где  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение. Данная граница указывает на то, что точность анализа составляет 99,7 %.

Возможности процесса характеризуются индексом возможностей процесса PCI:

$$PCI = \frac{\text{допуск}}{\text{разброс процесса}} = \frac{UTL - LTL}{6\hat{\sigma}}, \quad (2)$$

где UTL – верхнее предельно допустимое значение контролируемого параметра;

LTL – нижнее предельно допустимое значение контролируемого параметра;

$\hat{\sigma}$  – оценивают по средней изменчивости внутри подгрупп и выражают как:

$$\hat{\sigma} = \frac{S}{C_4}, \quad (3)$$

где S – выборочное стандартное (среднее квадратическое) отклонение;

$C_4$  – коэффициент, принимаемый в соответствии с [1].

$$S = \sqrt{\frac{\sum_1^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}} \quad (4)$$

Если PCI меньше 1, то процесс считается неприемлемым, а при PCI равном 1, процесс находится на грани требуемых возможностей. На практике в качестве приемлемого значения берется PCI=1,33, так как всегда возможны определенные вариации в выборках и не существует производственных процессов, постоянно находящихся в статистически управляемом состоянии, особенно процесс газоснабжения.

В качестве объекта исследования выбирается ГРС №1, которая является единственным поставщиком газа для потребителей. В таблице 1 приведены значения поставки газа и разбаланса за период 01.01. 2016-25.01.2016, а также рассчитывается скользящий размах R (абсолютная разность двух последующих значений  $|X_i - X_{i+1}|$ ).

Таблица 1.– Данные поставки газа с ГРС №1, м³

№ п/п	V <sub>пост</sub>	V <sub>р</sub>	R	№ п/п	V <sub>пост</sub>	V <sub>р</sub>	R
1	127093	-1662	-	14	115907	-1383	56
2	132752	-1787	125	15	120150	-1324	60
3	127779	-1264	523	16	110825	-1131	193
4	133614	-1628	364	17	115662	-1339	208
5	134567	-1743	115	18	117129	-1204	134
6	128020	-1240	502	19	117119	-1147	58
7	124501	-739	501	20	117544	-1121	26
8	122579	-672	67	21	124642	-1120	1
9	125293	-589	83	22	125190	-1077	42
10	131023	-837	247	23	127500	-1159	81
11	132217	-1377	541	24	130742	-1084	75
12	119102	-1368	10	25	125949	-1027	56
13	112788	-1327	40	Сумма	3099687	-30348	4108

Среднее значение индивидуальных значений разбаланса газа:

$$\bar{V}_p = \frac{V_{\Sigma p}}{N}, \quad (5)$$

где  $V_{\Sigma p}$  – суммарное значение величин разбаланса за сутки, м³;

$N$  – число суток в периоде.

$$\bar{V}_p = \frac{-1662 + (-1787) + \dots + (-1027)}{25} = -1214 \text{ м}^3$$

Среднее значение скользящих размахов:

$$\bar{R} = \frac{\sum_{i=1}^N R_i}{N}, \quad (6)$$

где  $V_{\Sigma R}$  – суммарное значение скользящих размахов за сутки, м³;

$N$  – число суток в периоде.

$$\bar{R} = \frac{125 + 523 + \dots + 56}{25} = 171 \text{ м}^3$$

По формуле (4) получаем значение  $S=307 \text{ м}^3$ .

Линии контрольной карты для скользящих размахов  $R$ :

Центральная линия  $\bar{R}=171 \text{ м}^3$ ;

$$UCL=D_4\bar{R}, \quad (7)$$

$$LCL=D_3\bar{R}, \quad (8)$$

где  $D_3$  и  $D_4$  принимаются в соответствии с [1].

$$UCL = 1,541 \cdot 171 = 264 \text{ м}^3$$

$$LCL = 0,459 \cdot 171 = 78 \text{ м}^3$$

Контрольная карта для скользящих размахов представлена на рисунке (2).

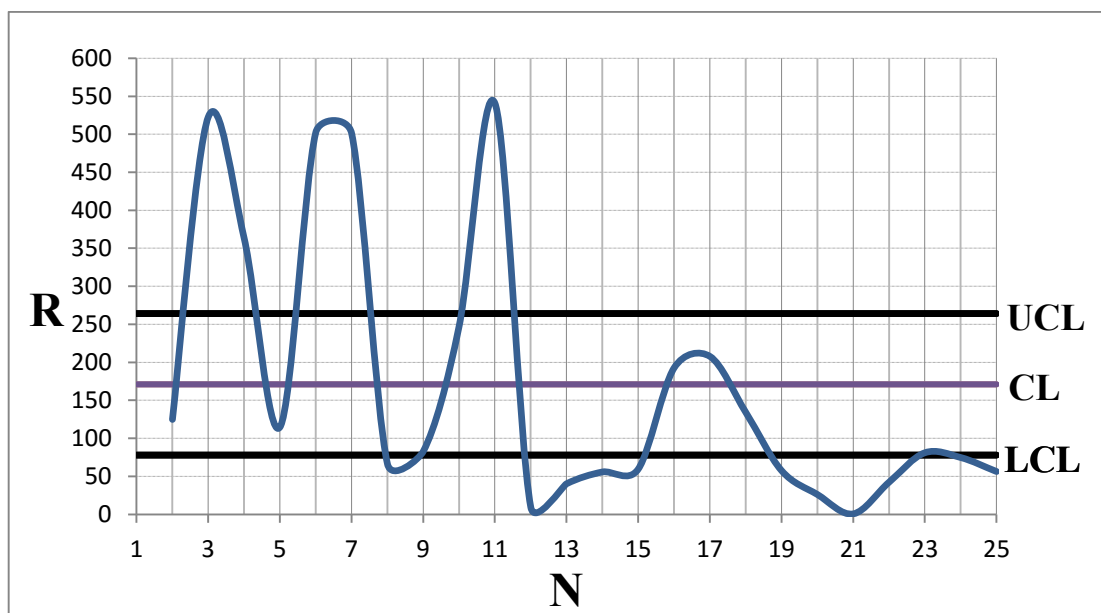


Рисунок 2. Контрольная карта Шухарта для скользящих размахов

Линии контрольной карты индивидуальных значений величины разбаланса газа:

Центральная линия  $\bar{\bar{V}}_p = -1214 \text{ м}^3$ ;

$$UCL = \bar{\bar{V}}_p + A_3 S, \quad (9)$$

$$LCL = \bar{\bar{V}}_p - A_3 S, \quad (10)$$

где  $A_3$  принимается в соответствии с [1].

$$UCL = \bar{\bar{V}}_p + A_3 S = -1214 + 0,606 \cdot 307 = -1028 \text{ м}^3$$

$$LCL = \bar{\bar{V}}_p - A_3 S = -1214 - 0,606 \cdot 307 = -1400 \text{ м}^3$$

Контрольная карта для индивидуальных значений величины разбаланса представлена на рисунке (3).

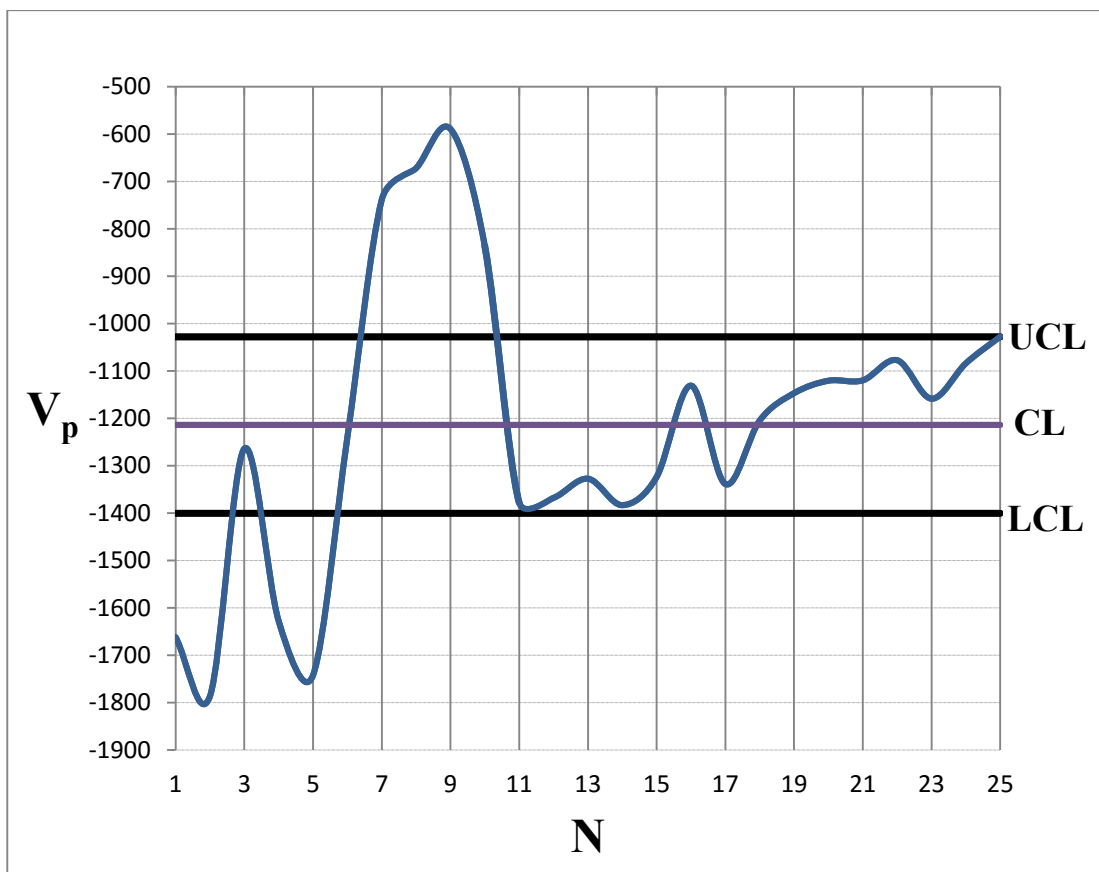


Рисунок 3. Контрольная карта Шухарта для индивидуальных значений величины разбаланса

По формуле (2) определим PCI процесса:

$$PCI = \frac{-1028 - (-1400)}{6 \cdot \frac{307}{0,9896}} = 0,2$$

Значение PCI меньше 1 свидетельствует о том, что возможности процесса неприемлемы, и он находится в статистически неуправляемом состоянии.

Анализируя контрольные карты, представленные на рисунках 2 и 3, можно сделать вывод о том, что в период с 1 до 10 января процесс статистически неуправляем, а начиная с 11 января выходит на статистически управляемое значение, однако об этом нельзя сказать со 100% вероятностью, поскольку он может в любой момент выйти из этого состояния. Для того чтобы определить, в каком состоянии находится процесс, начиная с 11 января, необходимо проводить статистический анализ следующего месяца – февраля. Что же касается периода до 11 января, то с уверенностью можно сказать, что в эти дни имеются причины возникновения разбаланса, и они носят неслучайный характер. Особенно ярко это выражено 2-5 января, поэтому дальнейшие исследования на

предмет выявления факторов разбаланса природного газа следует проводить именно в эти сутки.

Предложенная методика качественной оценки позволит значительно сократить трудозатраты при анализе системы газоснабжения на предмет выявления разбаланса газа, а также идентифицировать сутки, на протяжении которых процесс статистически неуправляем в наибольшей степени.

### **Список использованных литературных источников**

1. ГОСТ Р 50779.42-99. «Контрольные карты Шухарта», М.: ИПК «Издательство стандартов», 1999, 31 с.
2. Исикава К. «Японские методы управления качеством» / Сокр.пер. с англ. / Под ред. А. В. Гличева. – М.: Экономика, 1988, 214 с.



**РАДИОИЗОТОПНАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ  
НЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ И МОНИТОРИНГА АСПО  
(RADIOISOTOPE MEASUREMENT SYSTEM OF QUANTITY AND  
QUALITY OIL FLOW AND MONITORING PARAFFIN DEPOSITS)**

Старшая В.В., Коптева А.В.

(научный руководитель: профессор Проскураков Р.М.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Целью работы является разработка системы мониторинга состава и расхода нефтяных потоков, измерения газовой составляющей в потоке в процессе транспортирования и контроля местонахождения и толщины парафиновых отложений. Это обеспечивается за счет применения единой централизованной системы измерения на основе радиоизотопного излучения. В работе приведены основные расчетные формулы и методика измерений. Обоснована безопасность при работе с измерительной системой.

На 2016 год приоритетными направлениями развития в нефтегазовом комплексе становятся реализация перспективных проектов строительства трубопроводов и развитие транспортной инфраструктуры, поскольку, несмотря на все достоинства трубопроводов, существует ряд недостатков и проблем, связанных с транспортировкой нефтепродуктов [1].

Анализ риска аварий на объектах транспортировки нефти показал, что наиболее частой причиной их возникновения является несвоевременное обнаружение и устранение парафиновых отложений на внутренних стенках трубопровода[2]. По исследованиям Greenpeace за 2015 год, в России потери нефти в процессе добычи и транспортировки за год составляют около 1%, из другого источника – НП «Центр Экологии ТЭК» - все 3,5-4,5%. Отсюда следует, что при добыче  $\approx 510$  млн. т. В год, потери составляют  $\approx 18 \div 23$  млн. т., что значительно превышает мировые стандарты [3]. Плотные отложения, уменьшая проходную способность трубопровода, могут вызвать полную закупорку и прорыв нефтепровода, что приводит к экологическим катастрофам. При образовании АСПО ежегодно в воду попадает около 1,5 млн. кубометров нефти и нефтепродуктов, что приводит к гибели различных видов животных. Кроме этого, многочисленные нефтепроводы пролегают в непосредственной близости от городов и поселков, и в случае крупной аварии может пострадать местное население. Кроме пагубного влияния на экологическую ситуацию, АСПО уменьшает производительность систем, снижает эффективность работ насосных установок, приводит к уменьшению межремонтного периода магистральных трубопроводов и остановке процесса перекачки, требует больших финансовых затрат и повышает энергозатраты.

Также, важно отметить, что на узлах учета российских нефтяных предприятий состав транспортируемой нефти контролируется преимущественно лабораторными исследованиями, частота которых составляет в зависимости от исследуемого параметра, от одного часа до нескольких недель. Состав нефти, поступающей из добычной скважины непостоянен во времени, что является причиной частого несоответствия выполненных ранее измерений реальному фазовому составу нефтяного потока. Особое значение имеет измерение газовой составляющей, являющейся причиной несоответствия показаний расхода при приемосдаточных операциях [4], однако на узлах учета этот показатель контролируется с частотой один раз в месяц, что является большим упущением. Государственный стандарт ГОСТ Р 8.615-2005 устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории РФ, а также нормы погрешности измерений с учетом параметров сырой нефти и нефтяного газа, но часто эти предписания не выполняются ввиду сложного решения задачи определения концентраций различных включений в газожидкостной поток транспортируемого сырья. Поэтому создание установки, позволяющей непрерывно обеспечивать мониторинг нефтепроводов, включающий измерение плотности и расхода нефтяных потоков и детектирование отложений на внутренних стенках трубопровода, позволит существенно повысить уровень добычного предприятия за счет своевременного применения более эффективных методик добычи, совершенствовать транспортный процесс и получить экономическую выгоду.

В Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» и ООО «Комплекс-Ресурс» разработана измерительная система, обеспечивающая решение всех поставленных выше задач с высокой точностью и без контакта с измерительной средой. Структурная схема установки приведена на рисунке 1. Принцип измерения предлагаемым способом основан на законе Ламберта-Бера, характеризующего зависимость частоты гамма-излучения от плотности и линейного коэффициента ослабления вещества:

$$I_h = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_{h0} \cdot d) = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_h \cdot \rho \cdot d), \quad (1)$$

где  $I_{h0}$ ,  $I_h$  – интенсивности излучения начального и прошедшего через контролируемое вещество;  $\mu_{h0}$ ,  $\mu_h$  – линейный и массовый коэффициенты ослабления излучения средой.

Применительно для разрабатываемой системы, интенсивность прямого излучения рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{прям}} = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{\text{ст}} \rho_{\text{ст}} d_{\text{ст}} + \mu_n \rho_n d_n + \mu_p \rho_p d_p + \mu_g \rho_g d_g)], \quad (2)$$

где  $\mu_{\text{ст}}$ ,  $\mu_n$ ,  $\mu_p$ ,  $\mu_g$  – массовый коэффициент ослабления излучения материалом трубопровода, нефтью, парафиновыми отложениями и пузырьками свободного газа в потоке (являющихся основной причиной

недостоверности результатов при использовании ультразвуковых измерительных систем);  $\rho_{ст}$ ,  $\rho_{н}$ ,  $\rho_{п}$ ,  $\rho_{г}$  – плотность материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке;  $d_{ст}$ ,  $d_{н}$ ,  $d_{п}$ ,  $d_{г}$  – толщина материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке.

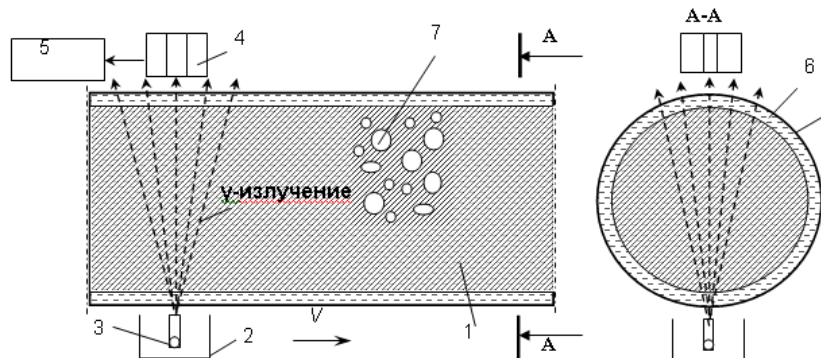


Рисунок 1. Схема радиоизотопной измерительной системы:  
 1 – нефтяной поток, движущийся со скоростью  $V$ ; 2 - блок источника излучения; 3 - радионуклид  $Cs_{137}$ ; 4 - блок детектирования излучения, состоящий из сцинтилляционного счетчика и фотоэлектронного умножителя; 5 - блок обработки (ЭВМ); 6 - парафиновые отложения; 7 - свободный газ; 8 – стенка трубопровода

Путем пропускания через контролируемый участок трубопровода с нефтяным потоком и АСПО радиоизотопного излучения отмечают его ослабление. По степени ослабления излучения и характеру пульсаций сигнала в характерном каждому источнику энергетическом спектре можно оценить измеряемый параметр среды, который в данном случае будет поглотителем излучения.

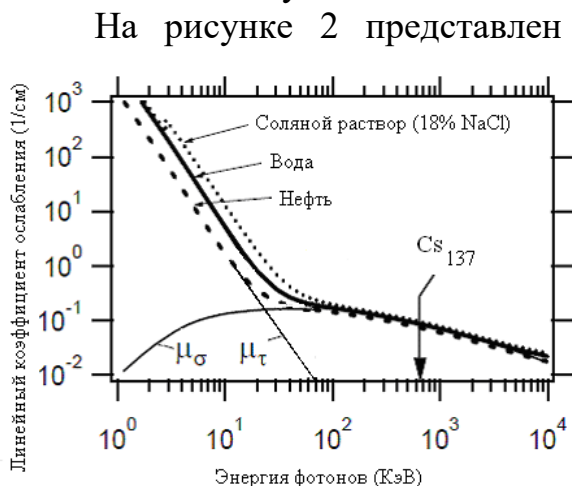


Рис.2 - Линейный коэффициент ослабления гамма-излучения при облучении нефти, воды и соляного рассола в зависимости от энергии.

На рисунке 2 представлен график ослабления гамма-излучения нефтью, водой и соляным раствором для применяемого в блоке источника излучения химического элемента  $Cs_{137}$ , где указана вероятность возникновения  $\mu\sigma$ -комптоновского рассеяния и  $\mu\tau$ -фотоэлектрического поглощения (составляющие ослабления пучка гамма-квантов приведены для нефти и для других веществ будет отличным).

Качество контроля компонентного состава нефтепродуктов РИИС напрямую зависит от характера ионизирующего излучения. При измерении содержания свободного газа, детектировать мощность только

прямого излучения недостаточно, т.к. оно проходит по одной хорде сечения трубопровода, и полученная информация будет недостаточной. Необходимо регистрировать рассеянное излучение для более точной оценки плотности потока нефти.

Для комптоновского рассеяния, вероятность взаимодействия примерно пропорциональна плотности поглотителя. Рассеяние часто рассматривается как нежелательный эффект в гамма-измерителях, так как интерпретация результатов измерения сильно затрудняется. Но это грубейшая ошибка при оценке компонентного состава многофазных многокомпонентных потоков. При измерении плотности веществ гетерогенного нефтяного потока необходимо учитывать именно рассеянное излучение, поскольку взаимное перераспределение по сечению газовой и жидкой фаз описывается случайным законом распределения. Идентификация рассеянного излучения может в некоторой степени рассматриваться как геометрические измерения усредненных по поперечному сечению трубы характеристик. Энергия фотона, претерпевшего рассеяния может быть определена из следующего выражения [5]:

$$E_{\tau}^{\prime} = E_{\tau} \frac{1 - \beta \cos \Theta_1}{1 - \beta \cos \Theta_2 + E_{\tau} (1 - \cos \Theta) / E_e}, \quad (3)$$

где  $E_{\tau}$  – начальная энергия фотона;  $\beta$  – скорость электрона;  $\Theta_1$  – угол между вектором движения электрона и падающим фотоном;  $\Theta_2$  – угол между вектором движения электрона и рассеявшимся фотоном;  $E_e$  – энергия электрона;  $\Theta$  – угол между вектором движения падающего и рассеявшегося фотона.

Чтобы определить оптимальное расположение блока детектирования относительно блока излучения на базе Горного университета была разработана и испытана лабораторная установка. Смещая блок детектирования на 1 градус, фиксировалось значение прямого и рассеянного излучения, и увеличивали расстояние между источником гамма излучения и нефтью. По полученным данным мы сделали вывод о том, что: инструментальная погрешность от установки детектора на 30 см будет минимальной и удовлетворительной, а максимальное значение полезного сигнала прямого излучения регистрируется при соосном расположении блоков детектирования и излучения по разные стороны трубопроводов.

Экспериментальные исследования разработанной системы измерения проводились на базе ООО «Лукойл–Коми. На рисунке 3. представлена общая характеристика измеряемого потока на узле учета нефти Нефтемер.



Рисунок 3. Производительность скважины 8331 (НН2Б 44-30)

Интервал одного испытания: 360 с,  $9 \cdot 10^4$  измерений БД, общее время проведения эксперимента 21600 с. После обработки полученных данных сделан вывод, что относительная погрешность измерений величины свободного газа составляет 0,2%, что полностью удовлетворяет требованиям государственного стандарта для нефтепроизводителей, поэтому разработанная система измерения рекомендуется к использованию при контроле параметров и характеристик движущихся многофазных потоков на основе радиоизотопного излучения на узлах учета нефтепродуктов. С помощью разработанной измерительной системы также можно обеспечить измерение толщины парафиновых отложений с абсолютной погрешностью  $\pm 5$ мм, что является достаточным условием для обеспечения надежной работы трубопроводной системы.

Безопасность является ключевым достоинством при использовании предложенной нами системы контроля. Система измерений не имеет абсолютно никакого контакта со средой, все компоненты измерительной системы монтируются с наружной стороны резервуара, а измерения производятся через его стенку. Эта технология «непроникающего измерения» гарантирует высокую степень безопасности и надежности вне зависимости от измеряемой среды и ее свойств. На сегодняшний день это единственный прибор, позволяющий с высокой точностью бесконтактным методом контролировать потоки и отложения, измеряя их количество и состав.

Радиоизотопный источник установлен в контейнере, который защищает его от механических и химических воздействий. Конструкция контейнера обеспечивает максимальное экранирование при минимальном весе. Контейнер изготавливается из свинца (который имеет высокую плотность и хорошо ослабляет излучение) в оболочке из нержавеющей стали.

Кроме защиты помещений, выбора необходимой толщины стен, перекрытий и защитных дверей, главное внимание уделяется радиа-

ционной безопасности персонала. Зарядка источников в контейнеры осуществляется в специальной камере. Все операции осуществляет оператор, находясь снаружи камеры, с помощью двух манипуляторов. Оператор наблюдает за процессом через специальное окно, выполненное из свинцового стекла толщиной 30 см. Видеокамера, установленная внутри рабочей камеры, позволяет наблюдать на мониторе рабочую зону в увеличенном масштабе. Рабочая камера обеспечивает полную защиту от вредного излучения. Единственная возможность подвергнуться опасному излучению при использовании настоящего оборудования – это поверхностное облучение при пребывании вблизи источника. Выброс продуктов, которые могли бы проникнуть внутрь организма, исключен. Также, не стоит забывать, что ведется постоянный радиационный контроль с помощью многочисленных счетчиков. Кроме сотрудников, уровень радиации контролируют специалисты СЭС, Госатомнадзора, Москомприроды и УВД.

И самое главное: облучение при радиоизотопном исследовании даже меньше, чем при рентгенологическом [6]. К примеру, телевизоры и видеодисплейные терминалы, имеющие электронно-лучевые трубки с ускоряющим напряжением более 10 кВт, являются так же источниками рентгеновского излучения. По данным американских исследований мощность дозы излучения даже у худших образцов не превосходит 0,02 мЗв/час, а в большинстве случаев ниже уровня естественного фона [7].

Из всего выше сказанного, мы можем смело заявить, что безопасность является приоритетным достоинством при использовании предложенной нами системы контроля, основанной на радиоизотопном излучении.

Разрабатываемая аппаратура может быть использована как на стадии проектирования и прокладки трубопроводов, так и на действующих трубопроводах. Кроме этого, радиоизотопные измерители плотности с успехом применяются в металлургии, горном деле, геологии, химической и других отраслях промышленности. На сегодняшний день это единственный прибор, позволяющий бесконтактным методом контролировать плотность и состав нефтяных потоков и параметры отложений внутри трубопровода.

Измерительная система, основанная на радиоизотопном излучении, обеспечивает точную и достоверную систему диагностики трубопроводов, что помогает существенно понизить энергозатраты и увеличить производительность трубопроводов и, следовательно, обеспечить энергоэффективную транспортировку углеводородов, а своевременное обнаружение отложений уменьшает капиталовложения на замену труб и приводит к развитию транспортной инфраструктуры.

## Список использованных литературных источников

1. Проблемы сырьевой базы углеводородов в России, EXPO BUSINESS REVIEW, ООО «РЭСТЕК Медиа», сентябрь 2015, электронная версия: <http://expobr.ru/>.
2. О.Ю. Таргулян. Темные страницы черного золота. Экологические аспекты деятельности нефтяных компаний в России. Москва, Гринпис России, 2002.
3. А.В. Коптева, В.В. Старшая. Анализ систем контроля отложений при эксплуатации трубопроводного транспорта в РФ // Современные научные исследования и инновации, 2015, № 4 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/04/53081>.
4. Г.З. Ибрагимов, В.Н. Артемьев, А.И. Иванов, В.М. Кононов. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. М.: Изд-во МГОУ, 2005 – 243 с.
5. С.В.Стародубцев, А.М. Романов. Взаимодействие гамма-излучения с веществом. Ташкент, «Наука», 1964 – 250 с.
6. А.Б. Федорцов. Радиационная безопасность: Учеб. пособие. – СПб.:СЗПИ, 1996, -23с.
7. Л.А. Ильин, В. Ф. Кириллов, И. П. Коренков. Радиационная гигиена: учеб. для вузов. М., 2010. - 384 с.

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВЫХ  
СОСТАВОВ КОМПОЗИЦИЙ СТАЛЕЙ, УСТОЙЧИВЫХ К  
СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ  
(THERMODYNAMIC MODELING OF PHASE THE COMPOSITION  
STEEL RESISTANT TO HYDROGEN SULFIDE CORROSION)**

Арсентьева А.С.

(научный руководитель: к.т.н., доц. каф. ТТПМ Аникеев А.Н.)  
филиал «Южно-Уральский государственный университет»(НИУ) в  
г. Златоусте

Традиционно, для производства трубопроводной арматуры применяются материалы, содержащие в своём составе карбидную фазу, которая служит упрочняющим элементом, а также повышает степень сопротивления материала коррозии. Целью настоящей работы является проведение термодинамического моделирования фазового состава данных марок стали для выявления условий стабилизации карбидной фазы в сталях.

Глобальный спрос на углеводороды продолжает расти, реагируя на совершенствование технологий. История аварий и катастроф в нефтегазовом комплексе говорит о важности и значимости всего пути производства и добычи нефти, начиная с выбора сырья для деталей. Поэтому комплектующие нефтегазовой промышленности являются деталями ответственного назначения и к ним предъявляются особые требования, такие как повышенная твердость и износостойкость на поверхности, и одновременно высокая вязкость сердцевины. Отклонение от технологий может привести к техногенным авариям и многомиллионным штрафам для компании.

Согласно материалам Природнадзора Югры в 2012 г. произошло 3209 аварий. В результате в окружающую среду попало 412,22 т загрязняющего вещества на площади 24,63 га.

Решение проблем экологической опасности добычи углеводородов несет не только экологический, но и экономический характер. Необходима должная внимательность контролирующих органов и непосредственно самих нефтяников. Нефтедобывающим компаниям следует обратить серьезное внимание на постоянно возникающие новые порывы в результате аварийных ситуаций, это не только обезопасит окружающую среду от загрязнения, но и позволит избежать расходов на устранение последствий аварий [1].

Основными потенциальными загрязнителями окружающей среды в процессе добычи углеводородов остаются предприятия ТЭК. Данные получены при отчете о результатах надзорной деятельности службы в 2013–2014 гг. в части обеспечения контроля нефтегазодобывающими и



нефтетранспортными компаниями экологической безопасности при разработке месторождений и транспортировке углеводородов.

При этом, больше всего разливов нефти – 1506 случаев – было зафиксировано на почвенном покрове. Разливы нефти на водных объектах составили 78 случаев.

В 2013 г. было зафиксировано 1722 факта разлива нефти и ее производных. Наибольшее их количество выявлено в Уральском федеральном округе – 1328 т.е. более 77% от всех нефтеразливов, произошедших в РФ. В связи с этим Росприроднадзором было наложено порядка 500 штрафов на 24 юридических лица, производящих добычу и транспортировку нефти в округе на общую сумму 10,2 млн руб.

В 2014 г. было зафиксировано 1780 фактов разлива нефти и ее производных. При этом отрицательное «лидерство» среди регионов сохранил Уральский федеральный округ, где выявлено 1464 разливов, т.е. 82,2% от всех. В связи с этим Росприроднадзором было наложено 490 штрафов на 24 юридических лица, производящих добычу и транспортировку нефти в округе на общую сумму 10,3 млн руб.

Максимальные площади загрязнения в результате нефтеразливов в 2013 г. и 2014 г. относятся к Сибирскому федеральному округу – 5,7 тыс.га и 5,8 тыс.га соответственно. Максимальный объем разливов в 2013 г. составил 6,3 куб.м и зафиксирован в Дальневосточном федеральном округе, в 2014 г. он составил 15,5 тыс. куб.м. и зафиксирован в Южном федеральном округе. Только за 2014 г. всего по России было нарушено 417,5 га, из них рекультивировано 270,7 га.

В настоящее время буровое оборудование для добычи нефти и газа изношено на 64%, оборудование обустройств месторождений – на 48%, кроме того более 80% межпромысловых трубопроводов находятся в зоне высокого риска возникновения аварий с разливами нефти [2].

Основной причиной аварий является износ нефтепроводов. Трубопроводный транспорт России занимает одно из важных мест в единой транспортной системе страны. В РФ эксплуатируется 2 млн. подземных и 1 млн. км магистральных трубопроводов нефте- и газоснабжения, а также водоотведения. Износ трубопроводной инфраструктуры составляет порядка 70%, а уровень абсолютной изношенности превышает 20%.

Столь высокие цифры являются следствием того, что значительная часть трубопроводов служит от 20 до 35 лет. Так, срок службы магистральных нефтепроводов в РФ составляет: до 10 лет – 8%, 10-20 лет – 16%, 20-30 лет – 38%. Кроме этого почти 40% магистральных нефтепроводов отработали уже порядка 35 лет. Прирост износа трубопроводов ТЭК составляет 3-4%, а возобновление трубопроводной инфраструктуры вследствие ремонтов не превышает 1% в год.

Таким образом, на настоящий момент износ трубопроводной инфраструктуры страны составляет 65-70%. Соответственно, наблюдается высокий уровень аварийности трубопроводных систем. На объектах ТЭК количество аварий и нарушений в работе за «нулевые» годы выросло в 5 раз. В результате, по данным Greenpeace, в целом в России ежегодно разливается 5-7% от объёмов добываемой и транспортируемой нефти. А это порядка 20-30 млн. тонн. По данным МЧС, одной из основных причин аварий на магистральных нефтепроводах является высокая степень износа трубопроводов и коррозия металла.

В настоящее время ведётся множество научных разработок по упрочнению материалов для увеличения срока службы сталей и сплавов, из которых производятся детали машин и конструкций, в том числе нефтетрубопроводов [3-5]. Предлагается использование коррозионностойких марок сталей для получения бесшовных труб способом дорнирования с более длительным сроком службы [6]. Другой способ повышения срока службы – нанесение защитных покрытий, как на внутреннюю поверхность труб, так и на внешнюю – для предупреждения прорывов [7]. Имеется множество разработок новых технологий получения труб и деталей запорной арматуры путём применения электрошлаковой технологии [8].

К трубопроводной арматуре относятся такие запорные органы как: задвижки клиновые, задвижки шиберные, клапаны запорные (вентили), клапаны предохранительные, клапаны регулирующие, клапаны обратные, краны шаровые, краны пробковые, затворы поворотные дисковые, конденсатоотводчики, запорные устройства указателя уровня.

Одними из самых распространенных сталей в нефтедобывающей промышленности на данный момент являются 0X23H28M6Д3 (табл. 1) и 08X17H13M2 (таблица 2).

Таблица 1. – Химический состав 0X23H28M6Д3Т

Марка стали	Химический состав, %, по ГОСТ5630-72								
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Mo	Cu
0X23H28M6Д3	≤ 0,06	≤ 0,8	≤ 0,8	≤ 0,02	≤ 0,035	22,0 - 25,0	26,0- 29,0	2,50- 3,00	2,50- 3,00

Таблица 2. – Химический состав 08X17H13M2T

Марка стали	Химический состав, %, по ГОСТ 5632-72							
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Mo
08X17H13M2T	≤ 0,08	≤ 0,08	≤ 2,00	≤ 0,020	≤ 0,035	16,0- 18,0	12,0- 14,0	2,00- 3,00

В процессе термодинамического моделирования использовался программный пакет FactSage версии 6, принадлежащий ЮУрГУ (НИУ) и совместимые базы данных, предназначенные для термодинамического моделирования [9].

В данной работе программное обеспечение FactSage использовано для выявления условий стабилизации карбидной фазы в сталях. Основной целью моделирования являлось прогнозирование такого содержания элемента-стабилизатора, которое будет гарантировать содержание углерода в растворе с основой сплава и в фазе  $M_{23}C_7$ , которая так же находится в растворе с матрицей сплава и при нагреве не выпадает во вторичную фазу, обедняя область границы зерна хромом.

В результате моделирования были получены данные о фазовых составах сплавов в зависимости от содержания титана при  $T= 500^{\circ}C$  (рисунок 1,2) и  $T= 300^{\circ}C$  (рисунок 3,4).

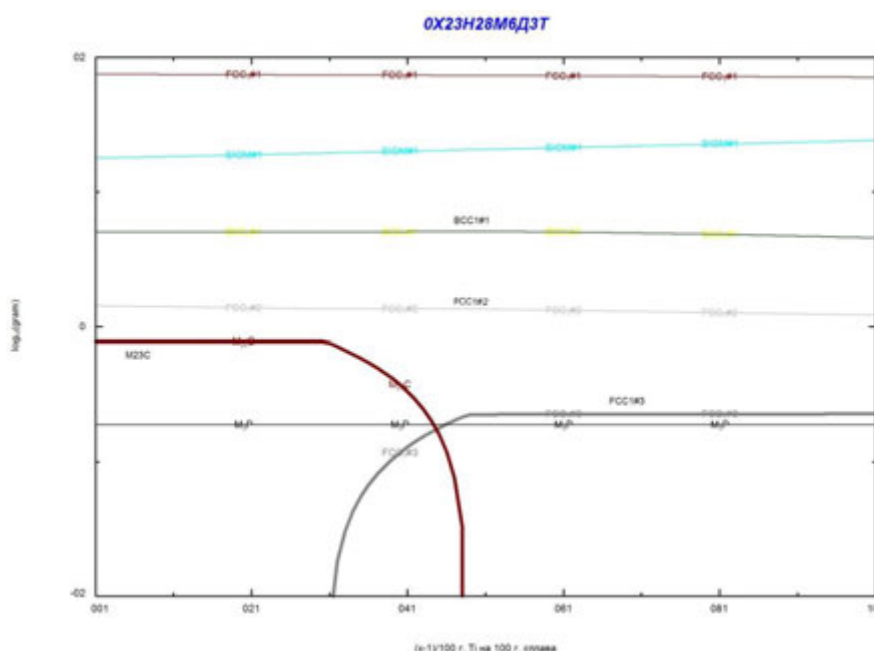


Рисунок 1. Изменение фазового состава сплава 0X23H28M6D3 в зависимости от содержания титана при температуре  $500^{\circ}C$

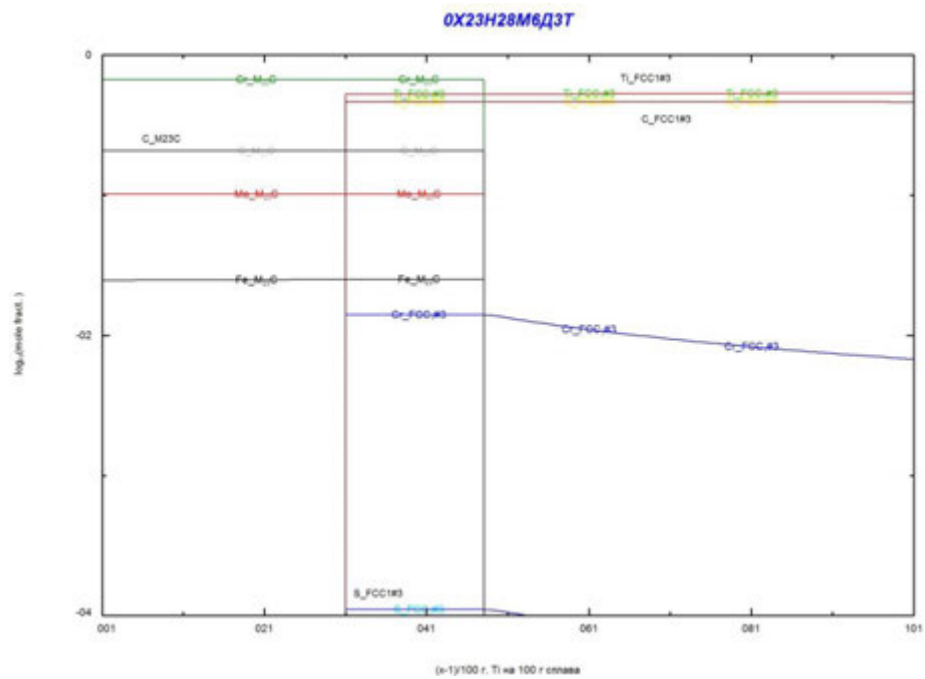


Рисунок 2. Состав некоторых фаз сплава 0X23H28M6ДЗ в зависимости от содержания титана при температуре 500°C

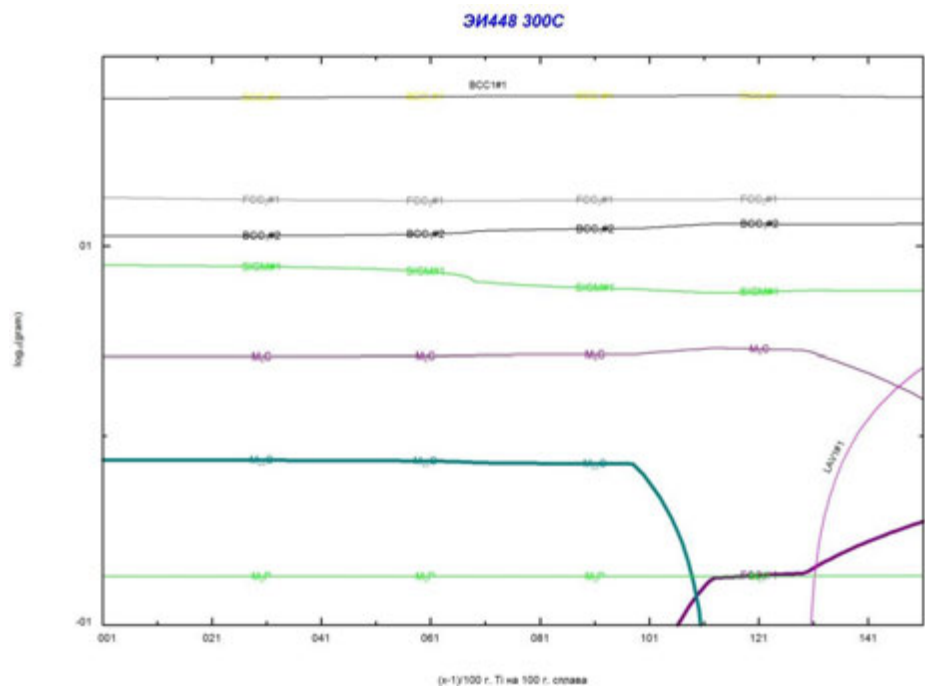


Рисунок 3. Изменение фазового состава сплава 08X17H13M2 в зависимости от содержания титана при температуре 300°C

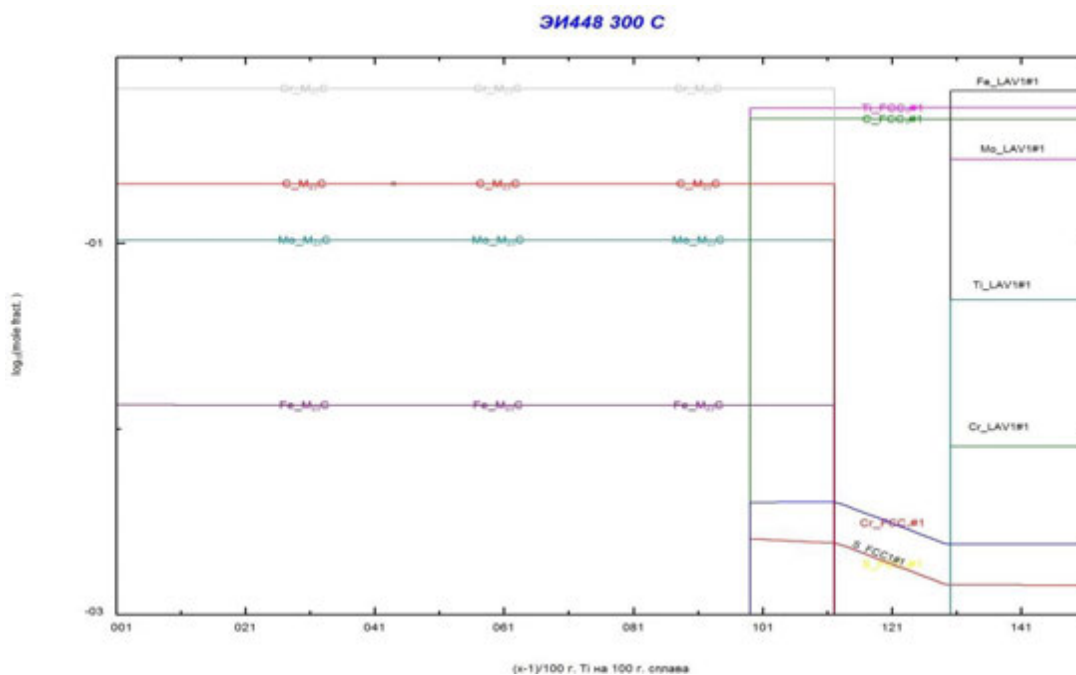


Рисунок 4. Состав некоторых фаз сплава 08X17Н13М2 в зависимости от содержания титана при температуре 300°С

### Анализ результатов моделирования сплава 0X23Н28М6Д3

Фазовый состав сплава 0X23Н28М6Д3 приведен на рисунке 1. На графике обозначены различные фазы системы в зависимости от содержания титана. Нас интересует нижняя часть графика, где обозначены фазы CrC (M23C) и C (FCC1#3). Анализируя график, получаем следующие данные: карбидная фаза TiC появляется при содержании титана более 0,3%; совместное существование фаз CrC и TiC от 0,3% до 0,46% содержания титана; стабильное существование только TiC начинается с 0,21% титана; фаз Лавеса не образуется.

Опираясь на данные рисунок 2 для сплава 0X23Н28М6Д3 можно определить состав фаз (рис. 1). Например, обозначение линии Cr\_M23C, указывает на то, что данная фаза является карбидом (M23C), а точнее – карбидом Cr. Так же для обозначения FCC1#3 – это карбидное соединение титана (Ti\_FCC1#3).

Таким образом, можно сделать вывод, что для данного сплава карбиды титана и хрома совместно существуют в диапазоне 0,30 до 0,46%. Только карбид титана существует, начиная с концентрации 0,46%. В данном сплаве интерметаллидных фаз не образуется.

### Анализ результатов моделирования сплава 08X17Н13М2Т

Фазовый состав сплава 08X17Н13М2Т приведен на рисунке 3. На графике обозначены различные фазы системы в зависимости от содержания титана. Нас интересует нижняя часть графика, где обозначены фазы CrC (M23C) и C (FCC1#3). Анализируя график, получаем следующие данные: карбидная фаза TiC появляется при содержании титана более 1,05%; совместное

существование фаз CrC и TiC от 1,05% до 1,29% содержания титана; стабильное существование только TiC начинается с 1,29% титана; фаза Лавеса (LAV1#1) образуется при содержании титана – 1,29%.

Опираясь на данные рисунка 4 для сплава 08X17H13M2T можно определить состав фаз (рис. 3). Например, обозначение линии Cr\_M23C, указывает на то, что данная фаза является карбидом (M23C), а точнее – карбидом Cr. Так же для обозначения FCC1#1 – это карбидное соединение титана (Ti\_FCC1#1).

Таким образом, можно сделать вывод, что для данного сплава превышение концентрации титана выше 1,29 приводит к образованию интерметаллидной фазы LAV1#1. Наличие карбонитридной фазы, не только допустимо, так как удерживает в себе углерод и не даёт образоваться карбидам хрома, но и будет служить упрочняющей фазой в процессе механического износа. Превышение титана выше 0,98% – нежелательно из-за образования фазы СНI (сложного интерметаллидного соединения Ti, Cr, Mo и V).

В табл. 3 обобщены данные моделирования по сплавам для некоторых фаз.

Таблица 3. – Состав карбидной фазы в зависимости от содержания титана

Сплав	Содержание Ti, %			Т, °С
	Появление TiC (FCC1#1)	Совместное существование TiC (FCC1#1) + Cr <sub>23</sub> C <sub>7</sub> (M <sub>23</sub> C <sub>7</sub> )	Стабильное существование TiC (FCC1#1)	
0X23H28M6ДЗ	≥0,30	0,30 – 0,46	≥0,46	500
08X17H13M2T	≥1,05	1,05 – 1,29	≥1,29	300

В данной работе проведено термодинамическое моделирование фазового состава разрабатываемой композиции стали на программном комплексе FactSage. Промоделированы и проанализированы существующие марки стали, стойкие к сероводородной коррозии. Результаты исследования и анализа обобщены в таблицу, отражающую состав карбидной фазы в зависимости от содержания титана.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки по Соглашению №14.577.21.0185 (уникальный идентификатор ПНИЭР RFMEFI57715X0185).*

## Список использованных литературных источников

1. Актуальные проблемы науки и техники. Сборник трудов V Международной заочной научно-практической конференции молодых учёных. Уфа, 2012. – С.9–10.
2. А.П. Хаустов. Право и безопасность/ Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе// Хаустов А.П., Редина М.М. М., – №2. – 2010. С. 79–83
3. I.V. Chumanov. Preparation of precipitation-strengthened hollow billets for rotary dispersers /Metallurgist// Chumanov I.V., Anikeev A.N., Chumanov V.I. 2011. T. 55. № 5-6. p. 439-443.
4. Чуманов И.В. Упрочнение металлических материалов дисперсными тугоплавкими частицами /Проблемы чёрной металлургии и материаловедения// И.В. Чуманов, В.И.Чуманов, А.Н. Аникеев. 2010. - №1. – С. 24-28.
5. В.И. Чуманов. Повышение эффективности электрошлакового процесса и улучшение качества металла вращением расходуемого электрода. Часть I. /Электрометаллургия// Чуманов В.И., Чуманов И.В. 2009. № 8. С. 11-17.
6. Способ дорнирования металла – <http://tutmet.ru/dornovanie-dornirovanie-otverstij-stvola.html>
7. Е. Проскуркин. Качество и надежность труб /Защитные покрытия// Проскуркин, Е., – 2003. – С.73
8. М.М. Ключев, С.Е. Волков. Электрошлаковый переплав. М.: Металлургия – 1984. – С. 6–10
9. Официальный сайт программы для термодинамического моделирования – <http://www.factsage.com/>

# КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНАЯ ПРОЧНОСТЬ СТАЛЕЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В ПЛАСТОВЫХ СРЕДАХ (CORROSION FATIGUE STRENGTH OF THE STEEL TUBING IN THE FORMATION FLUID)

Юшин Е. С., Кузнецов В. В.

Ухтинский государственный технический университет

Известно, что основным эксплуатационным фактором, влияющим на работоспособное состояние насосно-компрессорных труб (НКТ) в нефтегазовых скважинах, является совокупность действия циклических нагрузок и многокомпонентных пластовых сред с высокой степенью минерализации и возможным насыщением попутными кислыми газами, такими как  $H_2S$  и  $CO_2$ , ведущая к активизации процессов электрохимической коррозии и ускорению разрушения.

В настоящей работе произведена оценка влияния пластовых вод на предел выносливости сталей НКТ, выполненная на основе результатов проведенных коррозионно-усталостных испытаний [1], представленных на рисунке 1. Для удобства работы результаты этих исследований сведены в таблицу 1.

Таблица 1. – Результаты исследований образцов металлов диаметром 10

мм

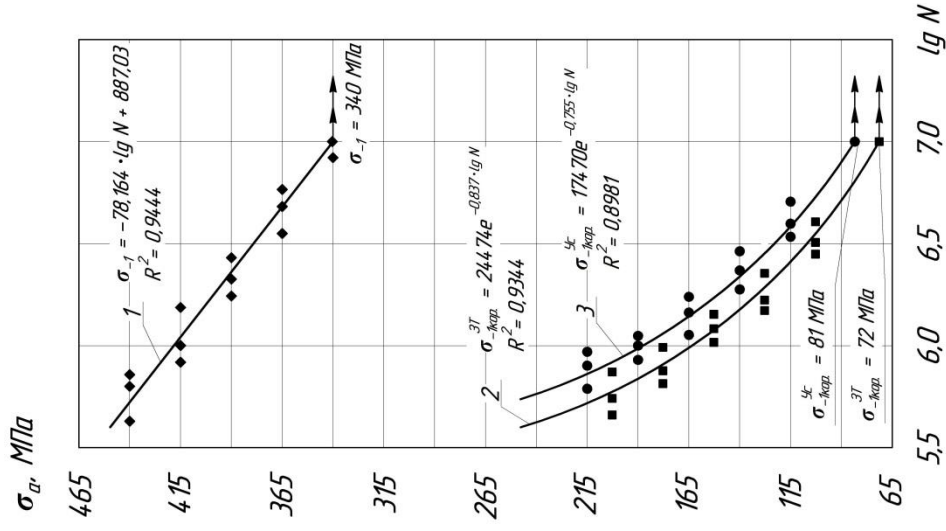
Марка стали	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{-1}$ , МПа	$\sigma_{-1}/\sigma_B$			$\sigma_{-1кор.}^{Ус}$ , МПа	$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$ , МПа	$\frac{\sigma_{-1кор.}^{Ус}}{\sigma_B}$	$\frac{\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}}{\sigma_B}$
			Результаты испытаний	Результаты по С. Л. Жукову	Относительная ошибка, %				
45	663	340	0,513	0,549	7,0	81	72	0,12	0,11
40Х	747	371	0,497	0,517	4,0	112	96	0,15	0,13
30ХМА	776	382	0,492	0,512	4,1	127	114	0,17	0,15

Примечание:  $\sigma_B$  – предел кратковременной прочности, МПа;  $\sigma_{-1}$  – предел выносливости в сухом воздухе, МПа;  $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$ ,  $\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$  – предел ограниченной выносливости под воздействием пластовых вод Усинского (Ус) и Западно-Тэбукского (ЗТ) нефтяных месторождений, МПа

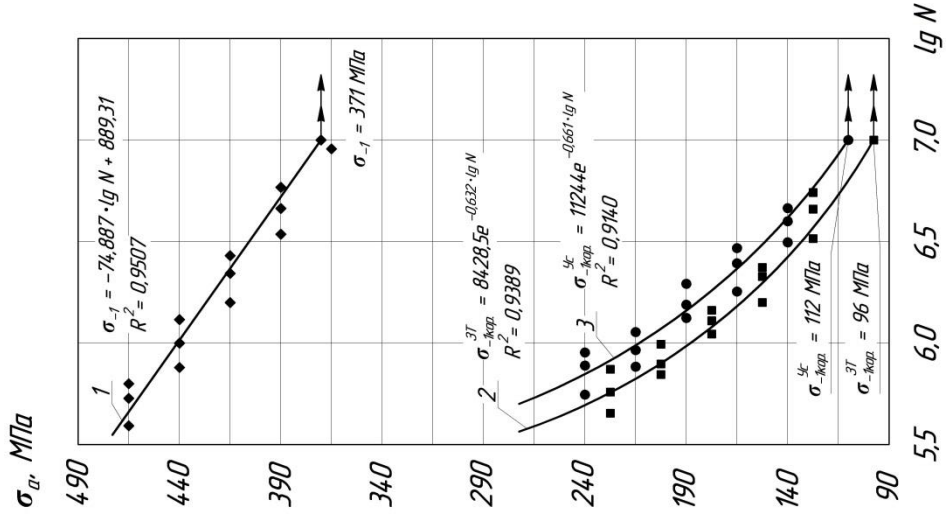
Из таблицы 1 видно, что предел выносливости сталей в сухом воздухе составил  $0,492 \div 0,513$  от  $\sigma_B$ , определенного по результатам твердометрии в соответствии с ГОСТ 22761–77. Экспериментальные результаты сравнили с расчетными значениями, полученными из эмпири-



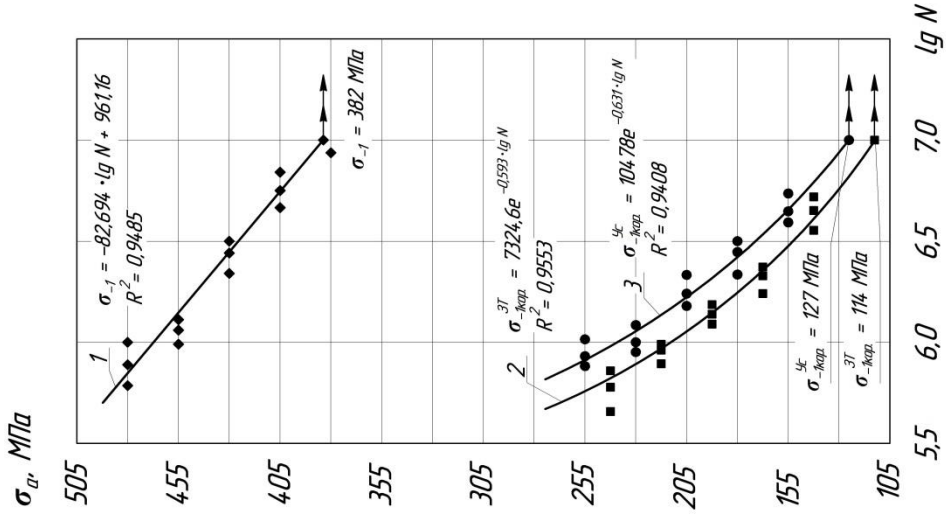
## Сталь 45



## Сталь 40Х



## Сталь 30ХМА



1 – в сухом воздухе; 2 – при воздействии пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ( $M = 129,2 \text{ мг/л}$ ;  $N = 7,722 \text{ мг О}_2/\text{л}$ );  
3 – при воздействии пластовой воды Усинского нефтяного месторождения ( $M = 79,5 \text{ мг/л}$ ;  $N = 7,214 \text{ мг О}_2/\text{л}$ )

Рисунок 1. Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) гладких образцов металлов диаметром 10 мм

ческого выражения С. Л. Жукова [2] при этом формула для расчета соотношения  $\sigma_{-1}/\sigma_B$  получила вид, МПа

$$\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} = \frac{0,27 \cdot \sigma_B + 185}{\sigma_B} \quad (1)$$

Как видно из таблицы 1, экспериментальные значения  $\sigma_{-1}/\sigma_B$  вполне соответствуют расчетным. Относительная ошибка для стали 45 не превысила 7,0 %, для стали 40Х оказалась равной 4,0 %, а для стали 30ХМА составила 4,1 %, что свидетельствует о корректности проведенных испытаний.

Коэффициент коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей  $K_{кор.}$  (таблица 2) по результатам механических испытаний при минерализации  $M$ , мг/л и насыщенности кислородом  $N$ , мг  $O_2$ /л рассчитывался по известной зависимости:

$$K_{кор.} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1кор.}}, \quad (2)$$

где  $\sigma_{-1кор.}$  – ограниченный предел выносливости стали при испытании с пластовой водой, МПа;

$\sigma_{-1}$  – предел выносливости стали в сухом воздухе, МПа.

Таблица 2. – Расчетные коэффициенты влияния  $K_{кор.}$  пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ

Марка стали	Коэффициент коррозионного влияния среды		Увеличение $K_{кор.}$ , %
	Усинское м. ( $M = 79,5$ мг/л; $N = 7,214$ мг $O_2$ /л)	Западно-Тэбукское м. ( $M = 129,2$ мг/л; $N = 7,722$ мг $O_2$ /л)	
45	3,92	4,72	20
40Х	3,31	3,87	17
30ХМА	3,01	3,35	11

Как видно из таблицы 2, по мере повышения прочности стали (45→40Х→30ХМА) коэффициент коррозионного влияния среды  $K_{кор.}$  снижается, что свидетельствует о повышении сопротивления стали усталостному разрушению, причем в среде с более высокой минерализацией и насыщенностью кислородом (Западно-Тэбукское нефтяное месторождение) это влияние более активно, но для разных сталей эта активность различна. Так, для стали 45 изменение минерализации с 79,5 до 129,2 мг/л снижает сопротивляемость усталостному разрушению в 1,20 раза (увеличение коэффициента  $K_{кор.}$  на 20 %), а для сталей 40Х и 30ХМА это снижение составляет соответственно 1,17 (увеличение коэффициента  $K_{кор.}$  на 17 %) и 1,11 (увеличение коэффициента  $K_{кор.}$  на 11 %) раз. Из этого анализа видно также, что сопротивляемость усталостному разрушению выше для сталей с большей

прочностью. В таблице 3 представлены значения изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор}$ .

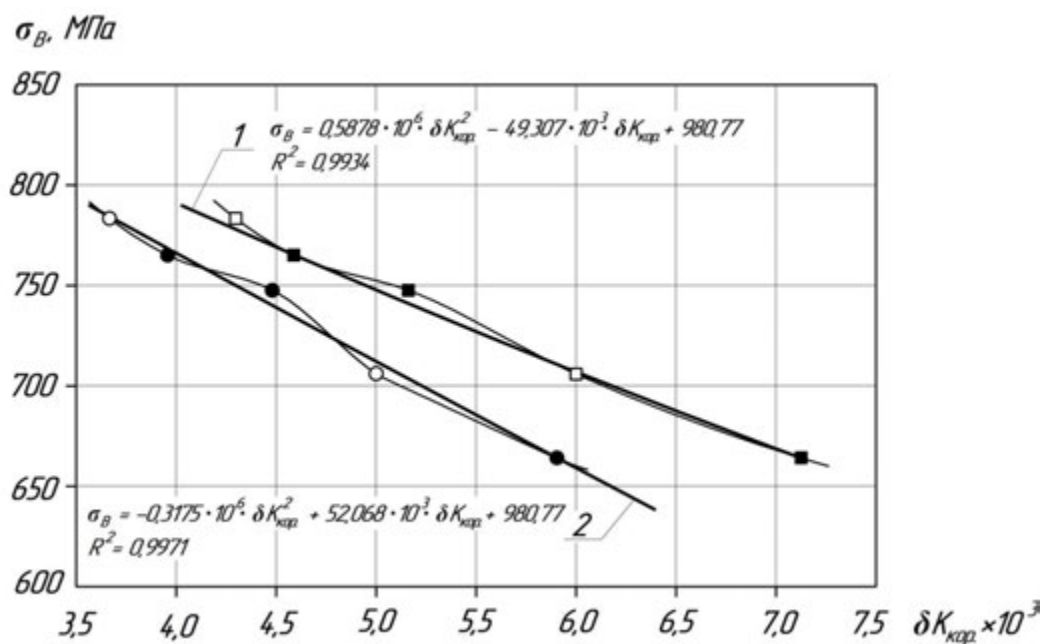
Таблица 3. – Значения изменения коэффициента коррозионного влияния

Марка стали	$\sigma_B$ , МПа	Изменение коэффициента коррозионного влияния $\delta K_{кор} \cdot 10^3$	
		Усинское м. (M = 79,5 мг/л; H = 7,214 мг O <sub>2</sub> /л)	Западно-Тэбукское м. (M = 129,2 мг/л; H = 7,722 мг O <sub>2</sub> /л)
45	663	5,91	6,63
40X	747	4,43	5,18
30ХМА	765	3,93	4,38

Эти значения определялись по формуле

$$\delta K_{кор.} = \frac{K_{кор.}}{\sigma_B} \quad (3)$$

Полученные результаты сравнили с исследованиями, проведенными в работе [2] для стали 40ХН ( $\sigma_B = 705$  МПа;  $\sigma_B = 785$  МПа) в водах, минерализованных поваренной солью NaCl. После проведения аналогичных расчетов при соответствующих значениях минерализации, выборки смешали и построили совместные графики (рисунок 2).



1 – Западно-Тэбукское нефтяное месторождение; 2 – Усинское нефтяное месторождение

Светлые точки – расчетные значения для стали 40ХН по исследованиям [2]

Темные точки – результаты, полученные по сталям 45, 40Х и 30ХМА

Рисунок 2. Зависимость изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор}$  от предела кратковременной прочности  $\sigma_B$  сталей

Как видно из этих графиков, совмещенные выборки отличаются высокой теснотой стохастической связи: коэффициенты детерминации в обоих случаях составляют 0,99. Это свидетельствует о достоверности полученных результатов в процессе эксперимента и его обработки.

По результатам, представленным в таблице 3 (темные точки графика), и произведенным расчетам для стали 40ХН (светлые точки графика) найдены зависимости изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор.}$  от предела кратковременной прочности  $\sigma_B$  сталей и получены функции их изменения в условиях пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ( $M = 79,5$  мг/л)

$$\sigma_B = -0,3175 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор.}^2 - 52,068 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 980,77 \quad (4)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ( $M = 129,2$  мг/л)

$$\sigma_B = 0,5878 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор.}^2 - 49,307 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 983,48 \quad (5)$$

Значения изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор.}$  из формул (4) и (5) для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения

$$\delta K_{кор.} = \left( \sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00 \right) \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения

$$\delta K_{кор.} = \left( 41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B} \right) \cdot 10^{-3} \quad (7)$$

Таким образом, зная изменение коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор.}$ , появляется возможность прогнозирования предела ограниченной выносливости  $\sigma_{-1кор.}$  других марок сталей НКТ в рассмотренном диапазоне прочностей в условиях пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Согласно ГОСТ 25.504–82, при отсутствии экспериментальных данных относительно величины предела усталости стальных гладких полированных образцов при переменном изгибе в воздухе допускается производить оценку этой величины на основе зависимости, связанной с пределом кратковременной прочности  $\sigma_B$ , МПа

$$\sigma_{-1} = (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B \quad (8)$$

Следует отметить, что полученные опытным путем значения предела выносливости для стали 45, 40Х и 30ХМА с достаточно высоким приближением соответствуют значениям, рассчитанным по приведенной выше зависимости.

Вычислив по формулам (6) и (7) для необходимой марки стали НКТ по пределу кратковременной прочности  $\sigma_B$  изменение коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{кор.}$  и по формуле (8) предел усталости  $\sigma_{-1}$ ,

рассчитывается значение предела ограниченной выносливости  $\sigma_{-1\text{кор.}}$  стали при воздействии пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}} = \frac{\sigma_{-1}}{\delta K_{\text{кор.}} \cdot \sigma_B} \quad (9)$$

Учитывая (6), (7) и (8), получаем выражения для нахождения предела ограниченной выносливости сталей НКТ через коэффициент коррозионного влияния  $K_{\text{кор.}}$  в среде пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения  $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}}$ , МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}} = \frac{0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B}{(\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00) \cdot 10^{-3}} \quad (10)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения  $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{ЗТ}}$ , МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{ЗТ}} = \frac{0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B}{(41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}) \cdot 10^{-3}} \quad (11)$$

Упростив выражения (10) и (11), получаем следующие эмпирические зависимости для нахождения предела ограниченной выносливости сталей НКТ в среде пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения  $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}}$ , МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}} = \frac{550 - 0,1 \cdot \sigma_B}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00} \quad (12)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения  $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{ЗТ}}$ , МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{ЗТ}} = \frac{550 - 0,1 \cdot \sigma_B}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}} \quad (13)$$

Таким образом, полученные эмпирические зависимости (12) и (13) позволяют произвести оценку предела ограниченной выносливости  $\sigma_{-1\text{кор.}}$  для сталей других марок и групп прочностей НКТ в рассмотренном диапазоне.

### Список использованных литературных источников

1. Юшин, Е. С. Оценка коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Е. С. Юшин : Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2015. – 190 с.
2. Северинчик, Н. А. Долговечность и надёжность геологоразведочных бурительных труб [Текст] / Н. А. Северинчик, Б. В. Копей. – М. : «Недра», 1979. – 176 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ  
ПАРЦИАЛЬНОМ ОКИСЛЕНИИ МЕТАНА  
(MODELING OF NON-STATIONARY MODES OF PARTIAL  
OXIDATION OF METHANE)**

Арутюнов А.В.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Иновенков И.Н.)

МГУ имени М.В. Ломоносова

Парциальное окисление важнейшего компонента природного газа - метана при температурах ниже 1000°C описывается сложной системой уравнений химической кинетики, которая для адекватного описания явления должна учитывать сотни элементарных химических процессов. Наиболее важной особенностью этой химической системы, представляющей собой радикальный разветвленно-цепной процесс, является ее нелинейный характер. Все основные стадии зарождения, продолжения, разветвления и обрыва цепей протекают с участием нестабильных высокореакционных вторичных промежуточных соединений. То есть, уравнения химической кинетики, описывающие поведение этой системы, а, следовательно, и соответствующая ей система дифференциальных уравнений, заведомо нелинейные по отношению к исходным реагентам. Это создает предпосылки для сложного поведения системы, включая существование различных режимов при практически одних и тех же условиях с резким переходом между ними, возможность появления области отрицательного температурного коэффициента скорости реакции, холодных пламён, температурного гистерезиса скорости реакции, а также колебательных режимов и других нелинейных процессов, многие из которых наблюдались экспериментально.

Возникновение колебаний различных параметров в химических системах относится к важнейшему типу критических явлений. Их появление объясняется накоплением в реагирующей системе активных продуктов или тепла [1]. В простых модельных системах можно провести параметрическое исследование задачи и установить, при каких параметрах происходят осцилляции (см., например, [2]). Однако кинетический механизм окисления и горения метана содержит очень большое число элементарных стадий с участием десятков компонент. Учитывая огромное число кинетических параметров, описывающих эту систему, невозможно экспериментально исследовать все ее особенности в потенциально интересной области параметров.

В то же время при переходе к промышленным процессам на основе парциального окисления природного газа необходимо быть уверенным в устойчивости протекающих процессов, в том, что случайное изменение какого-либо параметра и его выход за заданные пределы не вызовет переход всей системы в неустойчивое состояние и неконтролируемое

развитие событий. С другой стороны, не исключено, что именно при тех значениях параметров, которые до сих пор не удалось или даже невозможно реализовать в лабораторных условиях, может быть получен наиболее высокий выход целевых продуктов, т.е. возможно значительное повышение производительности процесса. Поэтому исследование этой сложной нелинейной системы методами математического моделирования является одним из важнейших направлений гарантии ее стабильной промышленной реализации и одновременно важнейшим инструментом ее дальнейшего совершенствования. Поэтому исследование этой сложной нелинейной системы методами математического моделирования является одним из важнейших направлений в создании новых процессов переработки природного газа и гарантии их стабильной промышленной реализации.

В работе исследована возможность возникновения нестационарных режимов при парциальном окислении метана. Компьютерное моделирование проводили на основе упрощенной кинетической модели процесса, включающей обыкновенные дифференциальные уравнения химической кинетики. Показано, что в системе, описывающей горение и окисление метана в условиях реактора идеального смешения, может наблюдаться осциллирующий режим, который возникает при определенных значениях параметров, характеризующих теплофизические свойства смеси, ее состав и скорость подачи, а также геометрию реактора. Колебательный режим процесса связан как с характерными особенностями химической кинетики процесса, так и с процессами выделения и отвода тепла и реагирующих веществ. При этом колебания наблюдаются лишь в сравнительно небольшом диапазоне изменения параметров, характеризующих свойства системы.

Исходная система обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) имеет вид [3]:

$$r \frac{dY_j}{dt} = W_j + \frac{r}{t_r} (Y_j^0 - Y_j) \quad (1),$$

где  $j=1,2,\dots,M$

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \Phi + \frac{\rho c_p}{\tau_r} (T_0 - T) + h \frac{S}{V} (T_0 - T) \quad (2)$$

Начальные условия:

$$t=0, T=T_0, Y_j=Y_j^0 \quad (3)$$

Здесь приняты обозначения:  $t$  – время,  $M$  – число химических компонент в газовой смеси;  $Y_j$  – массовая доля компонента  $j$ ,  $T$  – температура,  $\rho$  –

плотность смеси,  $c_p$  – теплоемкость при постоянном давлении,  $\omega_j$  – скорость образования или расходования компонента  $j$  в ходе химической реакции,  $\tau_r$  – время прохождения подаваемой смеси через реактор,  $\Phi$  – скорость тепловыделения,  $h$  – коэффициент теплоотдачи в окружающую среду,  $V$  и  $S$  – соответственно объем и площадь поверхности сферического реактора, индекс 0 относится к условиям на входе в реактор. Полагалось, что температура стенки реактора поддерживается постоянной и равной температуре на входе в реактор  $T_0$ .

К системе (1) - (2) нужно добавить ряд соотношений, характеризующих скорости реакции и тепловыделения, уравнение состояния идеального газа, связь между массовой и мольной долями компонента [4].

Для описания химической реакции метана с кислородом использовался хорошо известный детальный кинетический механизм окисления и горения метана из [5], который насчитывает 261 элементарную стадию с участием 30 компонент. Считали, что подаваемая в реактор смесь состоит из метана ( $\text{CH}_4$ ) и кислорода ( $\text{O}_2$ ), сильно разбавленных азотом (31-й компонент смеси), причем  $X_{\text{N}_2}=0.9$ . Соотношение между метаном и кислородом менялось и характеризовалось величиной коэффициента избытка горючего  $\varphi$ :

$$\varphi = \frac{\frac{X_{\text{CH}_4}}{X_{\text{O}_2}}}{\left( \frac{X_{\text{CH}_4}}{X_{\text{O}_2}} \right)_{st}} \quad (4)$$

где индекс «st» означает стехиометрическое соотношение.

Исследуемый реальный процесс протекает при определенных условиях (теплофизические свойства, состав и скорость подачи смеси, геометрия реактора). Поэтому необходимо задать значения параметров, которые будут характеризовать эти свойства. В данном случае такими параметрами являются  $T_0$ ,  $p$ ,  $\varphi$ ,  $h$ ,  $\tau_r$ ,  $V$  ( $S$  связано с  $V$ ). Значения этих параметров в ходе численного исследования варьировались.

Расчеты проводились с помощью пакета программ Chemkin [6]. Можно отметить, что исследование подобной системы при  $X_{\text{N}_2}=0.9$  с помощью численного счета проводилось и в работе [7] (наряду с проводимыми там же экспериментами). Но сопоставление полученных нами результатов с результатами работы [7] показывает, что область параметров в нашей работе лишь незначительно перекрывается с областью исследований в [7].



В ходе расчетов было установлено, что в определенном диапазоне изменения варьируемых параметров наблюдаются незатухающие периодические колебания температуры. Амплитуда и частота этих колебаний зависят от параметров, характеризующих свойства газовой смеси и реактора. В некоторых случаях амплитуда колебаний температуры может достигать нескольких сот градусов, как это показано на рисунке 1. Отметим, что аналогичные колебания наблюдаются и для концентрации многих химических компонент смеси. Область изменения параметров  $T_0$ ,  $p$ ,  $\varphi$ ,  $h$ ,  $\tau_r$ ,  $V$ , внутри которой наблюдаются осцилляции, является относительно небольшой. Во всех остальных случаях с течением времени устанавливается стационарный режим, т.е. значения температуры и концентраций становятся постоянными во времени.

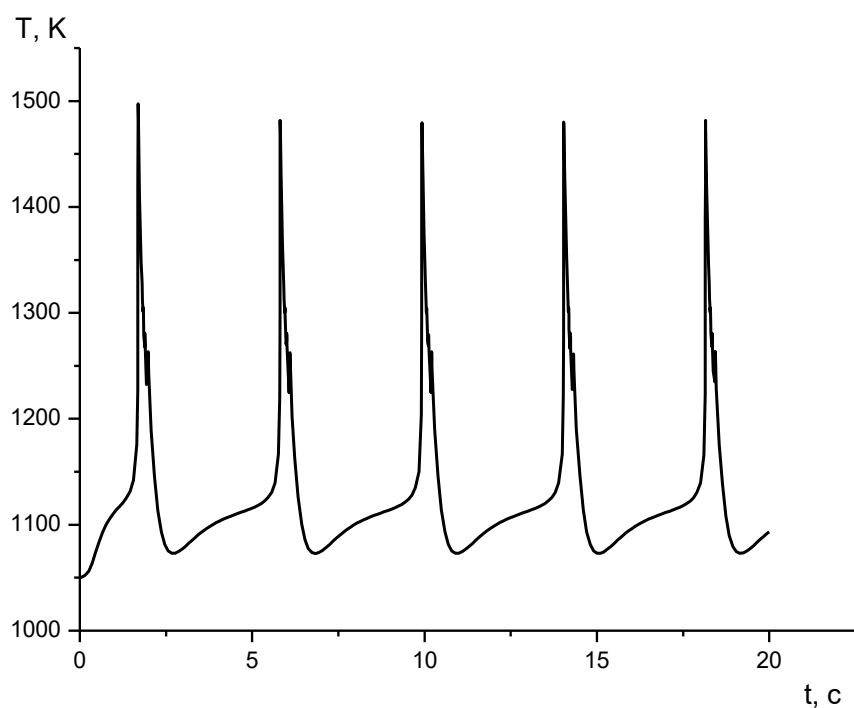


Рисунок 1. Колебания температуры при значениях:  $T_0=1050$  К,  $p=1$  атм,  $\varphi=0.8$ ,  $h=0.0042$  кал/(см<sup>2</sup>\*с\*К),  $\tau_r=0.5$  с,  $V=0.1$  м<sup>3</sup>

В ходе исследования удалось с достаточной точностью установить, в каких диапазонах значений начальной температуры и давления наблюдаются осцилляции при фиксированных значениях других параметров:  $\varphi=0.8$ ,  $h=0.0042$  кал/(см<sup>2</sup>\*с\*К),  $\tau_r=0.5$  с,  $V=0.1$  м<sup>3</sup>. На рис. 2 представлена область колебаний на фазовой плоскости ( $T_0$ ,  $p$ ), где сплошная линия означает границу области, внутри которой наблюдаются

колебания, а снаружи этой области их нет. В зависимости от положения точки внутри области осциллирующий режим имеет различную частоту и амплитуду. По мере приближения к «верхней» границе области частота колебаний возрастает, но наряду с этим наблюдается уменьшение амплитуды, и на границе колебания исчезают. По мере приближения к «нижней» границе, наоборот, частота колебаний уменьшается, а амплитуда растет. На самой границе период колебаний возрастает до бесконечно большой величины. На «крайне левой» границе изменения амплитуды и частоты выражены не так ярко. На «крайне правой» границе есть своя особенность, которая связана с тем, что осцилляции появляются не сразу, а через некоторое время.

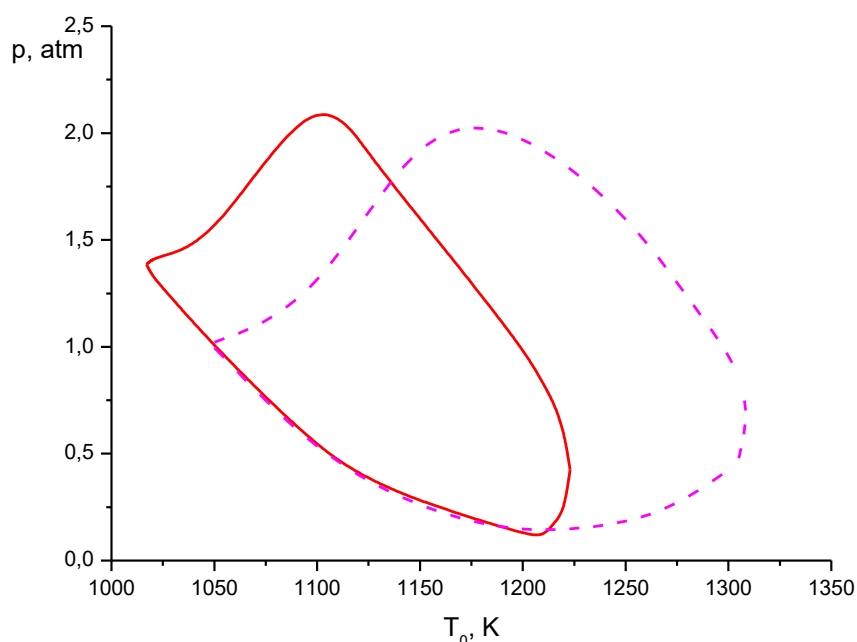


Рисунок 2. Область колебательного режима на фазовой плоскости (начальная температура – давление) при значениях:  $\varphi=0.8$ ,  $h=0.0042$

кал/(см<sup>2</sup>\*с\*К),  $\tau_r=0.5$  с,  $V=0.1$  м<sup>3</sup>. Сплошная линия – полный кинетический механизм из [5], пунктир - сокращенный кинетический механизм (57 реакций, 20 компонент).

Была исследована возможность описания колебательного режима на основе редуцированной кинетической схемы процесса. Количество элементарных стадий в кинетическом механизме уменьшали так, чтобы при этом не только сохранить основные свойства реакции окисления метана, но и возможность существования осциллирующего режима. В результате последовательного сокращения число реакций удалось сократить с 261 до 57, а число химических компонент уменьшилось с 30 до

20. Для этого сокращенного механизма также удалось найти область на фазовой плоскости  $(T_0, p)$  при указанных выше значениях остальных параметров, в которой осуществляется осциллирующий режим. На рис. 2 граница области колебаний для сокращенного механизма представлена пунктирной линией. Видно, что по отношению к области, полученной для полного кинетического механизма, область для сокращенного механизма «сдвинулась» в сторону более высоких температур. Для других варьируемых параметров также можно найти диапазоны, в пределах которых можно наблюдать колебания.

Таким образом, в данной работе на основе кинетического моделирования парциального окисления метана показана возможность протекания этого процесса в колебательном режиме и определена соответствующая область параметров процесса.

### Список использованных литературных источников

1. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. М.: Наука, 1987.
2. Быков В.И., Цыбенова С.Б. Нелинейные модели химической кинетики. - М.: КомКнига, 2011.
3. Theory Manual. Chemkin Software RD01400-C01-004-001A. June 2004. ([https://ay14-15.moodle.wisc.edu/prod/pluginfile.php/119333/mod\\_resource/content/1/CHEMKIN\\_Theory.pdf](https://ay14-15.moodle.wisc.edu/prod/pluginfile.php/119333/mod_resource/content/1/CHEMKIN_Theory.pdf)).
4. Вильямс. Теория горения. М.: Наука, 1971.
5. Варнатц Ю., Маас У., Диббл Р. Горение. Физические и химические аспекты, моделирование, эксперименты, образование загрязняющих веществ. М.: Физматлит, 2006.
6. CHEMKIN-PRO Release 15083 (17.04.2009).
7. de Joannon M., Sabia P., Tregrossi A., Cavaliere A. Combustion Science and Technology. 2004. V.176, pp.769-783.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕГОНКИ  
НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА БЕНЗИНОВОЙ  
ФРАКЦИИ С ВЫСОКИМИ АНТИДЕТОНАЦИОННЫМИ  
СВОЙСТВАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТАЛЛОВ В  
НАНОСТРУКТУРИРОВАННОЙ ФОРМЕ  
(PROCESS IMPROVEMENT PRIMARY OIL DISTILLATION TO  
INCREASE THE YIELD OF GASOLINE FRACTION OF HIGH  
ANTI-KNOCK CHARACTERISTICS, WITH THE USE OF METALS IN  
NANOSTRUCTURED FORM)**

Балобаева Н.Н., Орехов В.В., Выжанов А.В.  
(научный руководитель: профессор Леонтьева А.И.)  
Тамбовский государственный технический университет

В работе рассматривается влияние катализаторов в наноструктурированной форме на увеличение выхода бензиновой фракции в процессе первичной переработки нефти и приводятся результаты анализа особенностей применения катализаторов в наноструктурированной форме в технологическом процессе перегонки нефти.

### **Введение**

Переработка нефти с целью получения товарных моторных топлив, сырья для полимерной промышленности и полупродуктов органического синтеза - сложный многостадийный процесс, связанный с высокими энергозатратами, образованием неликвидных тяжелых органических отходов (мазут). При сокращении ресурсов нефтяного сырья важно найти технологические решения по увеличению глубины переработки нефти, сокращению тяжелых отходов, а также совмещению различных процессов в рамках одного технологического блока.

### **Постановка цели и задач**

Цель работы - изучение влияния металлов в наноструктурированной форме на процесс дистилляции нефти.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

1. Выяснить, как изменяется выход бензиновой фракции с температурой выкипания паров до 195 °С при введении в нефть катализаторов в наноструктурированной форме.
2. Изучить свойства полученной бензиновой фракции: плотность, фракционный, химический состав, антидетонационные свойства.
3. Выявить особенности применения катализаторов в наноструктурированной форме в процессе дистилляции нефти.

## Методика исследования.

Исследование влияния металлов в наноструктурированной форме при их введении в процессе перегонки нефти на выход бензиновой фракции проводилось на установке, представленной на рисунке 1. Для определения энергоэффективности процесса перегонки нефти использовалась нефть Кумкольского месторождения.

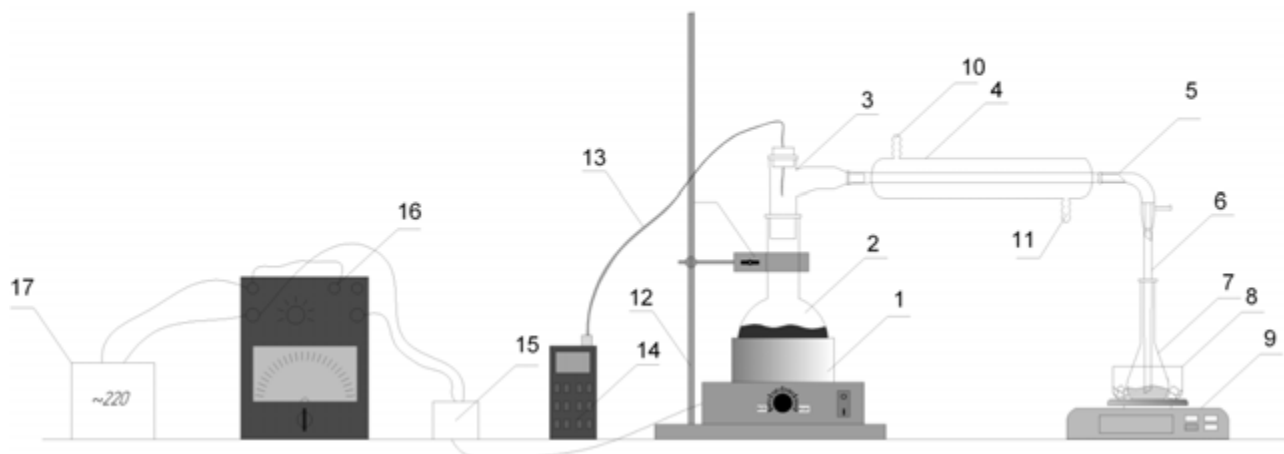


Рисунок 1. Установка атмосферной перегонки нефти. 1 — колбонагреватель электрический, 2 — колба перегонная круглодонная из термостойкого стекла, 3 — аллонж переходной, 4 — холодильник обратный, 5 — аллонж, 6 — трубка резиновая, 7 — колба-приемник, 8 — емкость со льдом, 9 — весы электронные, 10 — ввод охлаждающей жидкости, 11 — вывод охлаждающей жидкости, 12 — штатив, 13 — термопара, 14 — термометр электронный, 15 — переходник электрический, 16 — ваттметр (измеритель мгновенной мощности), 17 — вывод электрической сети 220 В.

Нефть в определенном количестве заливалась в колбу 2 и нагревалась колбонагревателем 1, подключенным через измеритель мгновенной мощности 16 к выводу электросети 220 В. Показания ваттметра фиксировались каждые 30 секунд. Температура паров бензиновой фракции измерялась при помощи термопары 13, чувствительный элемент которой помещен в переходный аллонж 3 через резиновое уплотнение, температура паров измерялась термометром 14, подключенным к термопаре. Численные значения температуры паров в  $^{\circ}\text{C}$  записывались каждые 5 минут. Горячие пары бензина конденсировались в обратном холодильнике 4, в рубашку которого подводился тосол от системы захлаживания (на рисунке не изображено). Сконденсированные пары стекали через аллонж 5, резиновую трубку 6 в колбу-приемник 7 под слой бензина, помещенную в емкость со льдом, во избежание испарения бензина и четкого контроля прироста массы дистиллята при помощи

электронных весов 9. Численные значения массы в граммах записывались каждые 5 минут. Длительность процесса перегонки - 50 минут. Изменения температуры паров бензиновой фракции приведены на рисунке 2.

### Обсуждение результатов исследования

В ходе работы было обнаружено, что применение катализаторов в наноструктурированной форме повышает выход бензиновой фракции при атмосферной и вакуумной перегонке нефти. Так, при перегонке нефти казахстанского месторождения Кумколь без применения катализаторов в процессе атмосферной перегонки нефти выход бензиновой фракции с температурой выкипания паров от 30 до 195 °С составляет 20..23%, что согласуется с данными по промышленной переработке этой нефти на установке УПН-100 Амангелдинского ГПЗ [1]. Введение в нефть металлов в наноструктурированной форме при атмосферной перегонке позволяет добиться повышения выхода бензиновой фракции при атмосферной перегонке до 30..33%. При снижении давления до 0,4..0,44 кгс/см<sup>2</sup> при введении в сырье катализаторов в наноструктурированной форме выход бензиновой фракции увеличивается до 42 %.

Возможно использование различных композиций металлов в наноструктурированной форме с разнообразными цеолитами, среди которых популярны и разносторонне изучены следующие марки: LiA, NaA, CaA, KA, Ca, H (морденит), NaX и NaY, CaX и CaY и т.п.. Установлено [2], что при нанесении Ni в наноструктурированной форме на промышленные цеолиты Y удастся повысить выход бензиновой фракции при атмосферной перегонке нефти Харьягинского месторождения с 18 до 30 %.

При исследовании процесса атмосферно-вакуумной перегонки тяжёлой высокосернистой нефти Харьягинского месторождения (Южно-Харьягинское поднятие) плотностью 835 кг/м<sup>3</sup>, динамической вязкостью 32 мПа\*с (при 30 °С), содержащей 20% светлой фракции, выкипающей при температуре до 200 °С, при использовании в качестве катализатора металлов VIII группы периодической системы химических элементов (Ni, Cr) в наноструктурированной форме, нанесенных на ZnO, обладающего слабыми кислотными свойствами и при прокатке при 500 °С удастся повысить выход бензиновой фракции с температурой выкипания паров до 195 °С с 19..20% до 25..26%. При атмосферно-вакуумной перегонке той же нефти с использованием в качестве катализатора наноструктурированного Ni с размером частиц от 15 до 50 нм, нанесенного на SiO<sub>2</sub>, выход бензиновой фракции, установленный экспериментальными исследованиями, составляет от 28,5 до 30%.

На рисунке 2 представлено сравнение изменения температуры паров бензиновой фракции во время процесса атмосферной перегонки нефти при

введении в сырье металлов в наноструктурированной форме и без них.

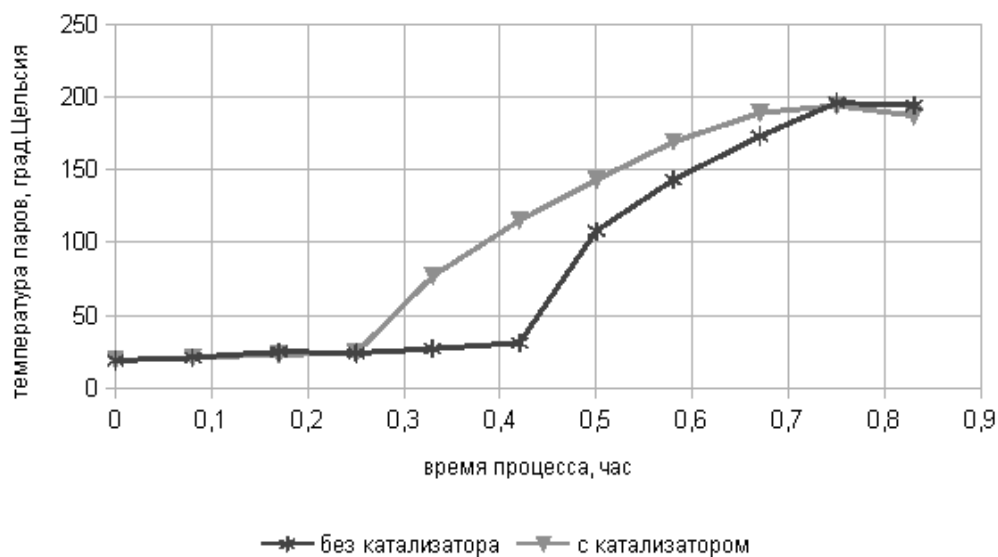


Рисунок 2. Изменение температуры паров бензиновой фракции при атмосферной перегонке нефти

Представленные зависимости доказывают, что введение металлов в наноструктурированной форме в сырье способствует сокращению времени отгонки целевой фракции. Наблюдаемый эффект возникает в связи с наличием в системе каталитического комплекса, запускающего процесс термической деструкции сырья. В то же время введенные металлы в наноструктурированной форме формирует центры кипения в объеме реакционной массы.

На рисунке 3 представлено сравнение динамики накопления массы дистиллята бензиновой фракции во время процесса атмосферной перегонки нефти при введении в сырье металлов в наноструктурированной форме и без них.

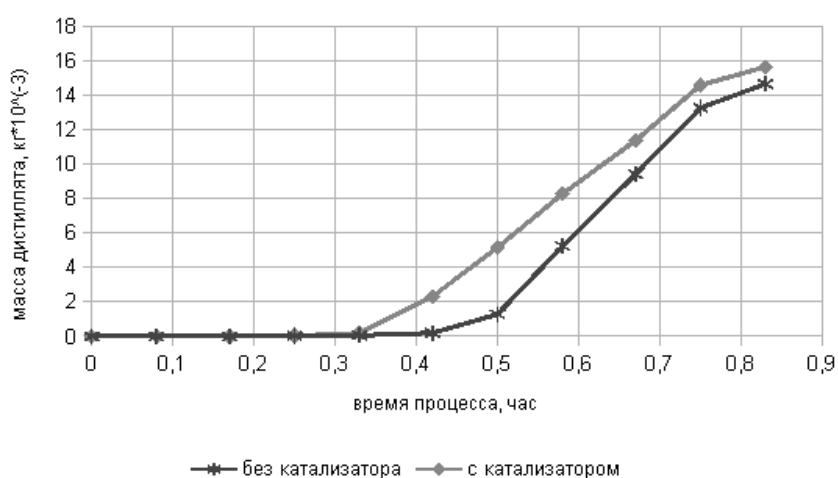


Рисунок 3. Прирост массы дистиллята бензиновой фракции при атмосферной перегонке нефти.

Характер динамики прироста массы дистиллята бензиновой фракции, представленная на рисунке 3, подтверждает предыдущее заключение о разнице по времени закипания сырья.

Согласно данным измерителя мощности нагревательного прибора при атмосферной перегонке нефти без металлов в наноструктурированной форме затраты электроэнергии составили 19.95 Вт\*час, а в случае введения в сырье катализатора в наноструктурированной форме - 18.12 Вт\*час, т.е. наблюдается снижение на 9%.

Эффект от использования металлов в наноструктурированной форме объясняется развитой поверхностью контакта при малом размере частиц металлов, который составляет от 15 до 40 нм. Размер частиц определялся при помощи двухлучевого электронно-ионного микроскопического комплекса Neon 40 (Carl Zeiss, Германия). Таким образом, поверхность контакта металлических активных центров катализатора с углеводородным сырьем больше, чем в случае использования промышленных гранулированных катализаторов.

Применение металлов в наноструктурированной форме связано с определенными трудностями при их хранении. Так при наличии доступа кислорода воздуха происходит их быстрое окисление. Обеспечить сохранность металлов в наноструктурированной форме может ограничение доступа кислорода (вакуум), что технологически усложняет их использование [3].

Проблема можно решить прокаливанием металлов в наноструктурированной форме в присутствии активных углей или углерода высокой реакционной способности при температуре 500 °С, что позволяет частично снять оксидную пленку, при побочном образовании оксидов углерода.

Экспериментально установлено, что применение катализаторов в наноструктурированной форме при перегонке нефти с предварительным прокаливанием катализатора в присутствии углерода высокой реакционной способности позволяет получить прирост выхода бензиновой фракции на 3..5%, что подтверждает эффективность выбранного способа их активизации [4].

При оценке влияния металлов в наноструктурированной форме на извлечение светлых фракций из нефти получено, что наличие серы в нефти отрицательно сказывается на активности катализатора, т.к. сера очень легко вступает в химическое взаимодействие с металлами, также обладающими высокой активностью, образуя соответствующие сульфиды. Поэтому крайне важна предварительная очистка углеводородного сырья от серы, дезактивирующей металлический катализатор. В противном случае для получения прироста выхода светлой фракции необходимо будет увеличить расход металлов в наноструктурированной форме, либо повышать частоту регенерации.



Эффект, полученный от использования металлов в наноструктурированной форме, также зависит от равномерности их распределения в реакционном объеме. Механическое перемешивание в данном случае малоэффективно, т.к. при загрузке катализатора происходит агломерация мелких частиц и, как следствие, снижение поверхности контакта активных центров катализатора и сырья. Проблема частично решается в результате использования ультразвукового диспергирующего устройства (погружного либо проточного). Под ультразвуковым воздействием происходит разрушение агломератов тонкодисперсных частиц и образование устойчивой суспензии. При работе с тяжелым углеводородным сырьем наряду с повышением поверхности контакта металла с сырьем изменяются реологические свойства самого сырья, т.е. снижается вязкость, что важно при переработке тяжелых смолистых нефтей аналогичных нефти Харьягинского месторождения, при температуре ниже 35 °С, проявляющей реологические свойства неньютоновской жидкости.

При анализе полученных при вакуумной перегонке нефти дистиллятов обнаружено, что их плотность более 720 кг/м<sup>3</sup>, т.е. близка к плотности лигроина, что вызвано наличием тяжелых углеводородов, что подтверждается результатами хроматографического анализа, показавшими некоторый прирост количества высококипящих компонентов, в частности п-тетрадекана. Увеличение содержания тяжелых углеводородов объясняется, во-первых, использованием вакуума величиной 0,04..0,046 МПа, т.к. понижение давления приводит к закипанию реакционной массы при более низких температурах. Во-вторых, полимеризацией легких углеводородов, не успевающих сконденсироваться в системе захлаживания. Повышение температуры выкипания для бензина выше 200 °С нежелательно, т.к. это может вызвать закоксовывание и нагарообразование на свечах зажигания и цилиндрах двигателя.

Полимеризации легких углеводородов и утяжеления фракционного состава бензина можно избежать, обеспечив проходимость паров бензиновой фракции через насадку с содержащую металлы в наноструктурированной форме (Ni, Cr).

При хроматографическом анализе полученных дистиллятов с помощью газового хроматографа Кристалл 5000.2 выявлено, что октановое число прямогонного бензина в данном случае составляет 69..72 единиц, как по моторному, так и по исследовательскому методу в то время как октановое число прямогонных бензинов, полученных без использования катализатора в наноструктурированной форме, составляет не выше 60 единиц. Разница между октановым числом по исследовательскому и моторному методам составляет не более 3-х единиц, что говорит о хороших антидетонационных свойствах полученной бензиновой фракции.

## Заключение

Таким образом, исследовано влияние металлов в наноструктурированной форме на процесс атмосферной и вакуумной перегонки нефти и изучены особенности их применения. Выявлено повышение выхода бензиновой фракции до 10% при атмосферной и до 20% при вакуумной перегонке нефти. Также обнаружено снижение энергозатрат на 9% на процесс атмосферной перегонки нефти, а также выявлено повышение октанового числа получаемой прямогонной бензиновой фракции до 69..72 единиц по моторному и исследовательскому методам.

## Список использованных литературных источников

1. Балобаева Н.Н., Паршина К.А., Николаева Е.А. Повышение выхода бензиновой фракции, выкипающей при температуре до 195 °С при атмосферной возгонке легкой малосернистой высокопарафинистой нефти с использованием наноструктурированных катализаторов // Материалы III Международной научно-практической конференции Современные тенденции развития науки и технологий, Белгород, 30 июня 2015 г. – С. 104-107.
2. Tagir M. Murzagaleev, Alexander V. Vosmerikov, Anatoly K. Golovko, Taina A. Feduschak, Vladimir D. Ogorodnikov. Cracking of heavy oil at presence of zeolite Y modified of nickel nanopowder // Journal of Siberian Federal University. Chemistry 2 (2012 5) 224-235.
3. Головин Ю.И. Основы нанотехнологий. - М.: Машиностроение, 2012. - 656 с.
4. Балобаева Н.Н., Паршина К.А., Николаева Е.А. Влияние термообработки металлических наноструктурированных катализаторов в присутствии углерода на активность катализаторов в процессе переработки нефти с целью получения светлых фракций // Материалы IV Международной научно-практической конференции Современные тенденции развития науки и технологий, Белгород, 31 июля 2015 г. – С. 6-8.

**НОВЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ДОРОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА –  
СЕРОПОЛИМЕРНО-БИТУМНОЕ ВЯЖУЩЕЕ  
(NEW MATERIAL FOR ROAD CONSTRUCTION -  
SULFURPOLYMER-BITUMEN BINDERS)**

Калапов И.А.

(научный руководитель: профессор Дошлов О.И.)

Иркутский национальный исследовательский университет

Актуальной задачей данной работы является получение товарного продукта с заданными физико-химическими свойствами, позволяющими производить дорожные покрытия повышенной долговечности, устойчивые к трещинообразованию, морозоустойчивые и, как следствие, требующие более редкого планового ремонта и замены, а следовательно, снижение затрат на содержание дорожного полотна в надлежащем состоянии.

Перспективным направлением повышения качества дорожных битумов является использование серы для их модификации. Техническая сера является недорогим и многотоннажным побочным продуктом промышленности. Имеется достаточный мировой опыт использования серы в дорожном строительстве, указывающий на более высокие физико-механические и реологические свойства серополимерно-битумных вяжущих (СПБВ) и смесей на их основе по сравнению с обычными битумами и асфальтобетонами [1]. Применение технической серы для модификации битумов экономически целесообразно и позволяет также решать экологические проблемы во многих регионах РФ.

Исключительная роль серы в природе, ее удивительные особенности, не свойственные большинству других химических элементов, обуславливают интерес к химии серы и ее использованию в дорожном строительстве. Сера – химический элемент VI группы периодической системы элементов Д.И. Менделеева с атомной массой 32,06 и плотностью 2,1 г/см<sup>3</sup>. Температура плавления серы 110 – 119 °С, кипения 444,8 °С. Сера плохо проводит электрический ток, нерастворима в воде и большинстве неорганических кислот, хорошо растворяется в сероуглероде, безводном аммиаке, анилине и других органических растворителях. Теплопроводность твердой и жидкой серы незначительна, поэтому для ее расплава и подогрева требуются значительные энергетические затраты в пределах 190 кДж/г на 1 кг твердой серы. Основные свойства серы приведены в табл. 1.

Таблица 1.- Свойства технической серы

Показатель	Температура, °С		
	20	120	150
Плотность, г/см <sup>3</sup>	2,1	1,96 – 1,99	1,6 – 1,81
Прочность при сжатии, МПа	12 – 22	-	-
Твердость по шкале Мосса	1 – 2	-	-
Вязкость, Па·с	-	0,011 – 0,012	0,0065 – 0,0070
Поверхностное натяжение, Н/м	-	-	0,055
Теплоемкость, кДж/кг	0,7	1,47	1,84

Сера характеризуется низкой вязкостью в интервале температур 120 –150 °С, нетоксичностью в твердом состоянии, высокой адгезией к пористым материалам, гидрофобностью, достаточной механической прочностью. При низких температурах сера сравнительно инертна. При высоких температурах она взаимодействует со многими элементами, кроме йода, азота, золота, платины, иридия и инертных газов. Сера реагирует со многими органическими соединениями. В реакциях с насыщенными углеводородами протекает их дегидрирование. Реакция серы с олефинами имеет большое практическое значение, так как ее используют для вулканизации каучука.

Сера обладает стойкостью к воздействию агрессивных сред (растворов кислот и солей), водостойкостью, что говорит о возможности получения на ее основе химически и водостойких строительных материалов.[2]

Самые крупные производители серы во всем мире – это США, Канада, Россия, Польша, Мексика, Франция. В России, Франции и Канаде в основном получают серу в результате очистки природного газа и нефтепродуктов, в других странах – преимущественно из природных залежей. В России источником серы является также ее производство из руды автоклавной выплавки. Распространены отходы, получаемые при производстве серы методом фазового обмена. Эти отходы называют серным гранулитом. Они представляют собой тонкодисперсный минеральный материал серорудной породы с вкраплением серы (15 – 30 %). В конце XX в. объем мирового производства серы в процессе ее утилизации в различных отраслях промышленности составлял более 10 млн т в год. Количество неутилизированной серы достигало около 25 млн т.

В России значительное количество попутной серы скопилось в отвалах предприятий: ООО «Астраханьгазпром», ОАО «Норильский никель», ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод» (г. Ревда, Свердловская обл.). Образуются серные отходы на нефтеперерабатывающих предприятиях: ОАО «Омский НПЗ» (около 60 тыс. т серы в год), ОАО «Башкортостаннефтезавод». В Татарстане ежегодно образуется более 35 тыс. т серных отходов на Минибаевском ГПЗ, ОАО «ТАИФ-НК», Нижнекамского ОАО «ТАНЕКО» выход серы составляет 260 тыс. т в год. С вводом в строй на ОАО АНХК НК «Роснефть» установки по производству технической серы (75 тыс. тонн в год) наш регион будет полностью оснащен данным продуктом для дорожного строительства.

Переработка дешевой попутной серы в эффективные дорожно-строительные материалы экономически целесообразна и позволила бы также решить экологическую проблему во многих регионах.

Одним из наиболее эффективных направлений применения серы в дорожном строительстве является модификация нефтяных дорожных битумов и получение на их основе сероасфальтобетонов.

СПБВ и смеси на их основе обладают ещё более высокими показателями физико-механических и реологических свойств по сравнению с обычными битумами и асфальтобетоном. Использование серы целесообразно не только с точки зрения экономии дефицитного битума, но и энергоресурсов за счет снижения температуры приготовления и укладки материалов с серой.

СПБВ можно приготовить двумя способами:

- эмульгированием расплавленной серы в битуме в коллоидной мельнице (зазор 0,04 см, частота вращения ротора 7000 об/мин, температура 140 – 150 °С, длительность эмульгирования 8 мин) или в статическом смесителе. Приготовление СБВ как в коллоидной мельнице, так и в статическом смесителе дает возможность равномерно диспергировать серу до размера 5 – 20 мкм в битуме и получать вязущее, а также смеси на его основе, обладающие высокими показателями свойств;

- смешением расплавленной серы и битума в заданных количествах в лопастной мешалке и немедленной подачей этого вязущего на объединение с минеральными компонентами асфальтобетона.[3]

Одним из эффективных методов модификации битумов является смешение битумов с серой и полимерно-битумным вяжущим (ПБВ). В результате термической сополимеризации серы со смесью ПБВ получаются полисульфиды (ПС), которые при нормальной температуре представляют собой каучукоподобную массу и характеризуются высокой температурой размягчения (до 112 °С), низкой температурой хрупкости (до – 30 °С) и эластичностью (до 71 %).

СПБВ по сравнению с исходным битумом характеризуются улучшенными низкотемпературными свойствами и эластичностью (табл. 2). Асфальтобетоны на СПБВ по прочностным характеристикам превосходят асфальтобетоны на обычном битуме (табл. 2).

Санитарно-гигиеническая оценка технологии и переработки СПБВ показала, что количество сероводорода, выделяющегося при нагревании СПБВ до температуры 165 – 170 °С, составляет 14 мг/м<sup>3</sup> воздуха рабочей зоны, что практически соответствует требованиям ПДК (10 мг/м<sup>3</sup>).

Таблица 2.- Свойства серополимерно-битумных вяжущих

Показатель	Содержание модификатора, % по массе				Битум БНД 90/130
	20	40	60	80	
Глубина проникания иглы при 0 °С, 0,1 мм	45	48	50	51	40
Температура хрупкости, °С	-26	-27	-29	-31	-25
Растяжимость при 25 °С, см	13	17	25	26	55
Эластичность при 25 °С, %	5	25	37	45	6

Таким образом, на основании лабораторных и опытно-производственных работ нами установлена целесообразность применения серы в смеси с полимерно-битумными вяжущими для модификации битума. Применение серы в асфальтобетоне позволяет уменьшить расход битума и снизить стоимость вяжущего, понизить температуры нагрева компонентов и их смесей. Применение полимерно-битумного вяжущего позволяет снизить на 8-10°С показатель, который является очень важным для дорог первой климатической зоны – температуру хрупкости.

#### Список использованных литературных источников

1. Галдина В.Д. «Серобитумные вяжущие»: монография. – Омск: СибАДИ, 2011. – 124 с.
2. Дошлов О.И. Модифицированные нефтяные битумы для дорожного строительства / О.И.Дошлов, Ю.В.Чулочников, А.И.Козиенко // Учебное пособие. – ИрГТУ. – ИРДУЦ. – Иркутск. – 1997;
3. Колбановская А.С., Михайлов В.В. Дорожные битумы. - М.: Транспорт, 1973.

# ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПИРОЛИЗА СИНТЕТИЧЕСКОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ (EVALUATION OF STEAM CRACKING OF GTL-NAPHTHA)

Кондратенко А.Д.

(научный руководитель: профессор Жагфаров Ф.Г.)

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

Производство низших олефинов является одним из наиболее динамично развивающихся секторов нефтехимии. Этилен и пропилен — являются базовыми полупродуктами органического и нефтехимического синтеза, основой крупнотоннажного производства полимерных материалов. Для получения низших олефинов основными сырьевыми ресурсами служат нефть и природный газ, - в зависимости от доступности и стоимости.

В случае получения низших олефинов из метана возможно несколько вариантов не прямых процессов [1]. Одним из таких является сочетание технологии Фишера-Тропша, или «газ в жидкость» (GTL) с процессом пиролиза (рис. 1).

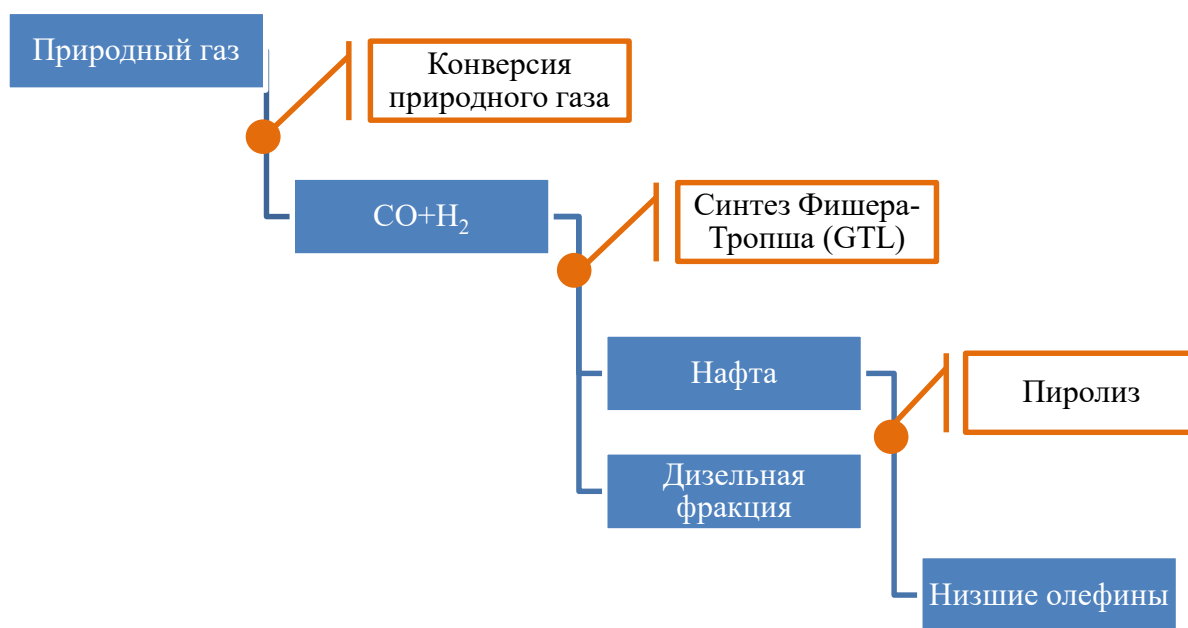


Рисунок 1. Схема получения низших олефинов из природного газа

Цена на нефть зависит от колебаний цены на нефть. Большую часть операционных затрат на установках пиролиза составляют затраты на сырье. При определенных условиях цена на нефть, а соответственно и на прямогонный бензин может стать настолько велика, что более целесообразным будет использование для получения низших олефинов природного газа. (рисунок 2)

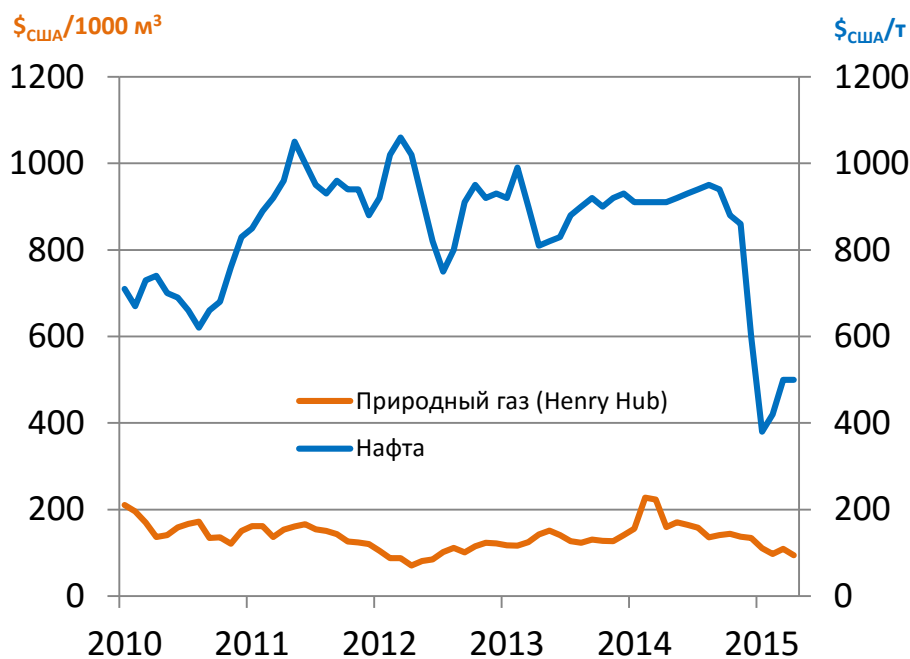


Рисунок 2. Динамика цен на нефть и газ (по данным [2])

Для комплексной оценки необходимо учитывать особенности пиролиза синтетического прямогонного бензина. Для сравнения выходов низших олефинов в процессе пиролиза были использованы нефтяная и синтетическая бензиновые фракции. Характеристики исходного сырья приведены в таблице 1.

Таблица 1.- Характеристика сырья

Бензиновая фракция	н-алканы	изо-алканы	Арены	Нафтены	Олефины	Кол-во серы, ppm
Нефтяная	26,0	31,0	16,2	22,1	4,7	869
Синтетическая GTL	39,7	49,1	0,5	10,4	0,3	Отс.

Исследование процесса термического пиролиза жидких углеводородов проводили в лабораторной установке проточного типа. Процесс осуществляли в стальном реакторе U-образной формы диаметром 10 мм и длиной 250 мм. На входе в верхней части реактора имеется штуцер для возможности подвеса в среднюю часть реактора металлического кольца для определения интенсивности коксообразования. Схема лабораторной установки представлена на рисунке 3.

На первоначальном этапе проводились опыты на нефтяном и на GTL-бензине. Исследования пиролиза синтетической бензиновой фракции показали высокие выходы низших олефинов, однако наблюдалось интенсивное образование кокса. В связи с этим, для снижения коксообразования в GTL-бензиновую фракцию был добавлен ингибитор –



диметилсульфид. Ингибиторы на основе соединений серы широко применяются в промышленности для уменьшения коксообразования и выхода CO.

При проведении опыта по пиролизу синтетической бензиновой фракции концентрация ингибитора составляла 350 ppm. Это позволило существенно снизить выход кокса при пиролизе GTL-бензиновой фракции. Однако соединения серы попадают в продукты пиролиза, что отрицательно сказывается на их дальнейшей переработке.

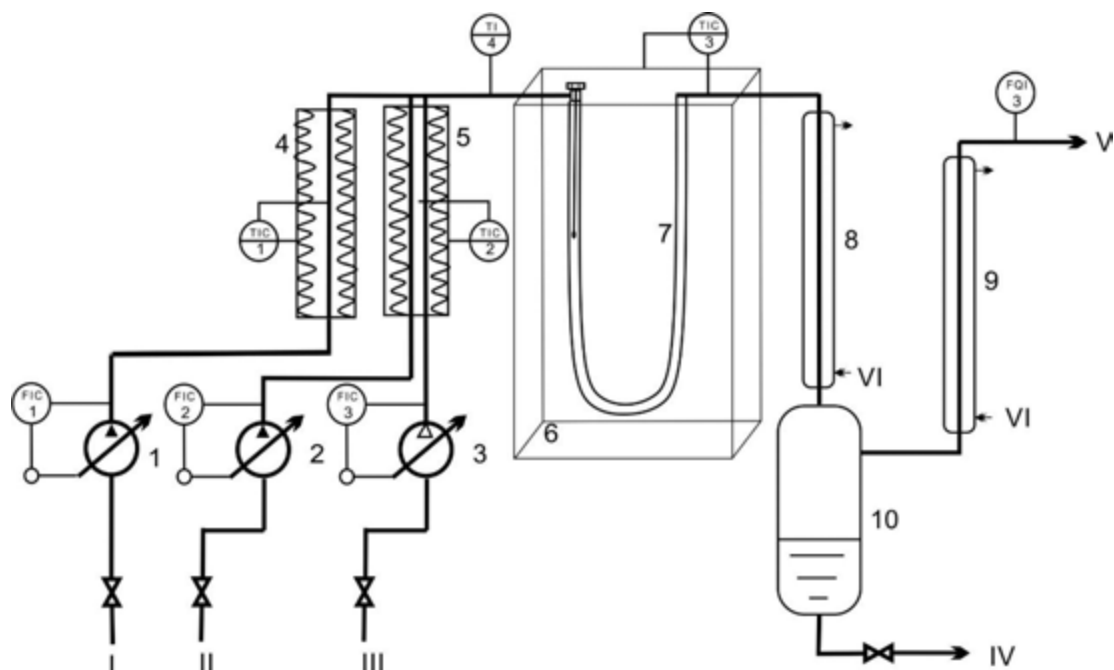


Рисунок 3. Схема лабораторной установки термического пиролиза: 1,2 — насосы, 3 — компрессор газообразного сырья; 4 — подогреватель пара; 5 — подогреватель УВС; 6 — печь; 7 — змеевик; 8, 9 — холодильник; 10 — ёмкость.

Линии: I — вода; II — жидкое сырьё; III — газообразное сырьё; VI — охлаждающая вода; V — пирогаз; VI — смола

В таблице 2 приведено распределение серы в сырье и продуктах пиролиза, полученное в результате двух двухчасовых опытов по пиролизу синтетической и нефтяной бензиновых фракций. Содержание серы определяли по ГОСТ Р 53367-2009 и ГОСТ Р 53203-2008.

Таблица 2. -Содержание серы в сырье и продуктах пиролиза

Бензиновая фракция	В введенном сырье, мг	В газе пиролиза, мг	В смоле пиролиза, мг	Осталось в реакторе, мг
Нефтяная	101	20	20	61
Синтетическая GTL	21	13	2	6

Результаты проведенных исследований показали, что по сравнению с нефтяной фракцией выход этилена при использовании GTL-фракции выше на 1%<sub>масс</sub>, пропилена на 3%<sub>масс</sub> (рисунок 4).

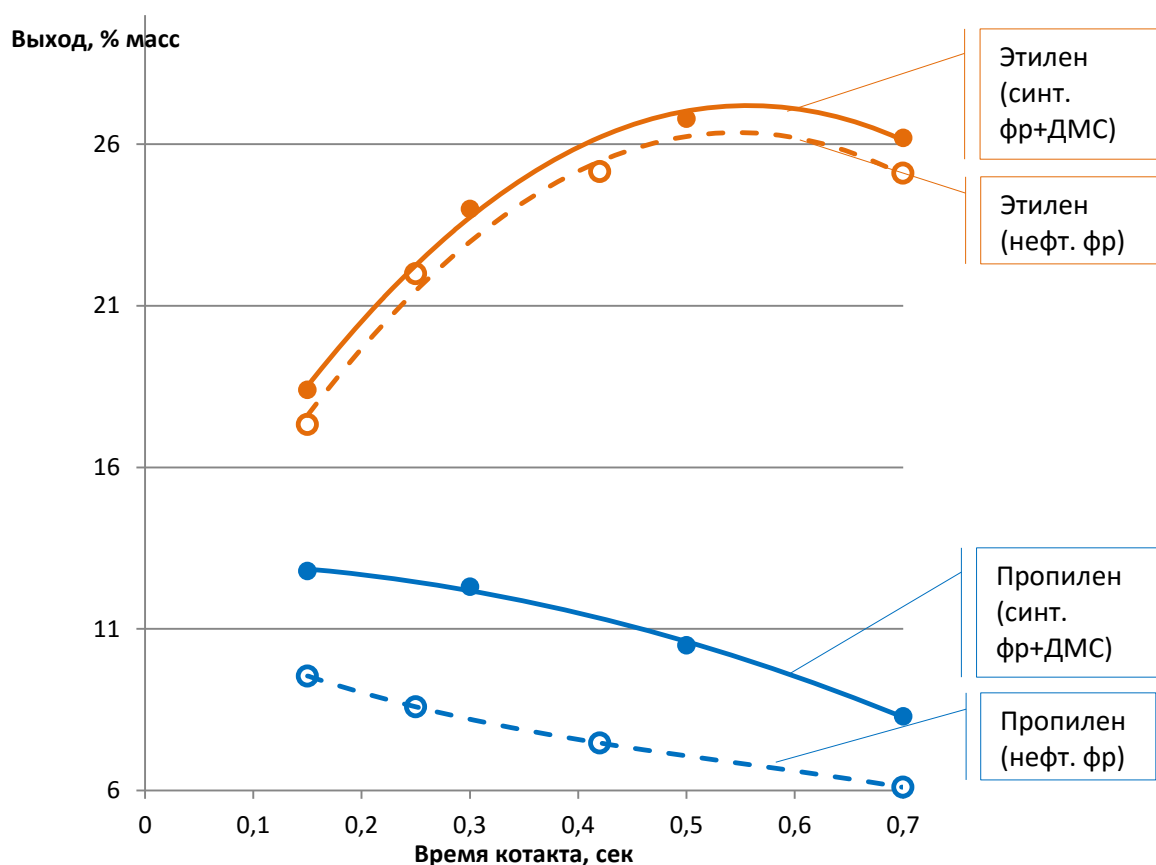


Рисунок 4. Выход низших олефинов при пиролизе нефтяной бензиновой фракции и синтетической бензиновой фракции с добавлением диметилсульфида при различном времени контакта (температура в реакторе – 900 °С, разбавление паром – 0,7)

Одной из проблем, на установках пиролиза является образование кокса на стенках реактора. Накопление кокса при термическом пиролизе углеводородов приводит к снижению теплопередачи, сокращению сечения змеевика и повышению перепада давления. Потери из-за остановок печи для удаления кокса, уменьшение селективности по олефинам, потери энергии, связанные с накоплением кокса на стенке реактора, имеют важные негативные последствия для экономики процесса пиролиза, возрастают затраты на регенерацию. Кроме того, науглероживание труб может привести к механическим повреждениям и прогарам [3].

Для дальнейшего снижения коксообразования был испытан комплексный ингибитор на основе соединений олова, который в сочетании с соединениями серы позволил существенно снизить коксообразование при пиролизе нефтяного бензина. Предположительно механизм действия данного типа ингибитора заключается в подавлении активных центров,

являющихся катализаторами коксообразования, в качестве которых выступает материал стенок печей пиролиза. По-видимому, на стенке реактора осаждаются соединения олова, тем самым блокируя каталитически активные поверхностные центры.

Для определения количества образующегося кокса использовали термогравиметрический анализ (ТГ) и дифференциальную сканирующую калориметрию (ДСК). Для проведения анализа использовалось кольцо, изготовленное из стали 08Х18Н10. Кольцо подвешивалось в зоне протекания процесса пиролиза на время проведения опыта, после чего подвергалось регенерации в токе азот/кислород, фиксируя при этом изменение массы и суммарный тепловой эффект.

Результаты ТГ-анализа (рис. 5) показали, что в присутствии комплексного ингибитора на основе соединений олова образование кокса идет менее интенсивно. Кроме того, соединения олова загрязняют продукты пиролиза в гораздо меньшей степени.

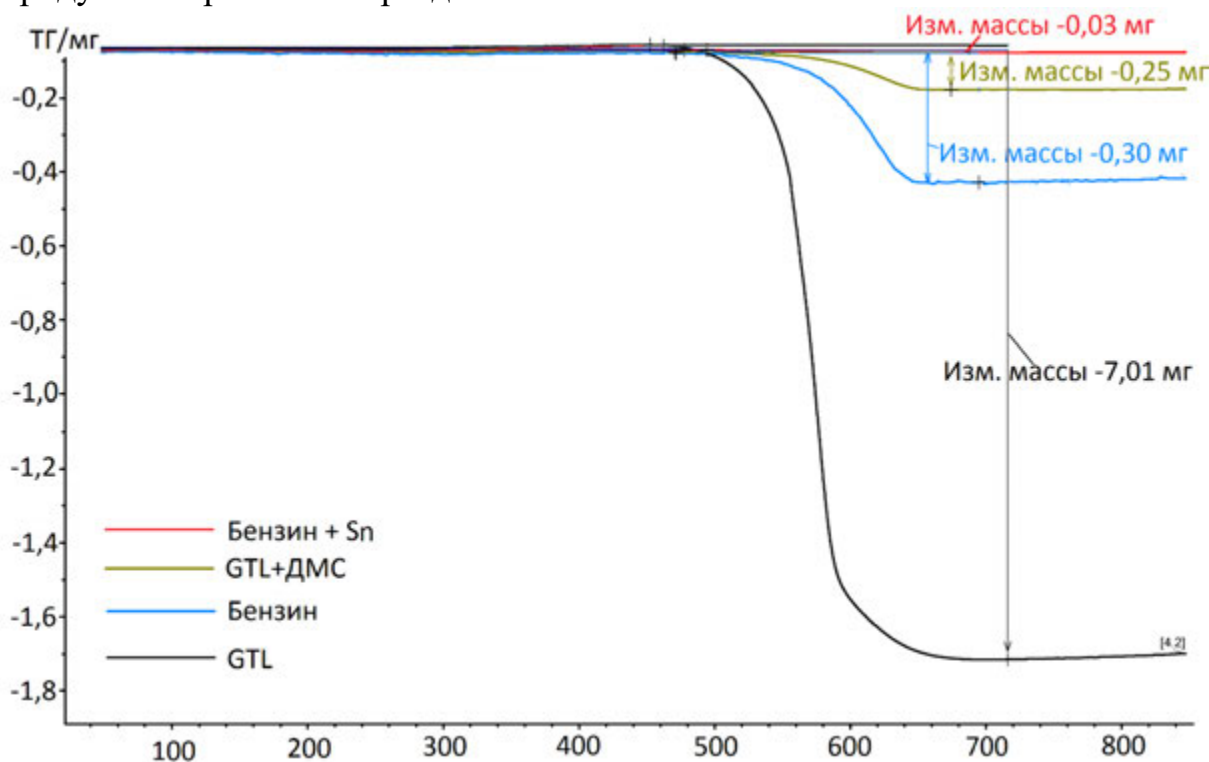


Рисунок 5. Результаты ТГ-анализа

Как видно из кривых синхронного термического анализа (СТА-анализа), выгорание кокса с применением ингибитора на основе соединений олова протекает более интенсивно — температурный интервал выжигания кокса меньше, чем в других опытах, к тому же он смещен в сторону меньших температур (рисунок 6). Данное изменение можно объяснить тем, что в случае применения ингибитора выгорание нитевидного кокса начинается при более низкой температуре и количество данного типа кокса существенно меньше. Таким образом, подтверждается

предположение, что олово блокирует каталитические центры на поверхности стали змеевка. Кроме того, можно сделать вывод, что соединения олова блокируют образование метастабильных промежуточных карбидов, образуя прочные, термически стабильные поверхностные соединения, на которых нитевидный кокс не может быть сформирован [4].

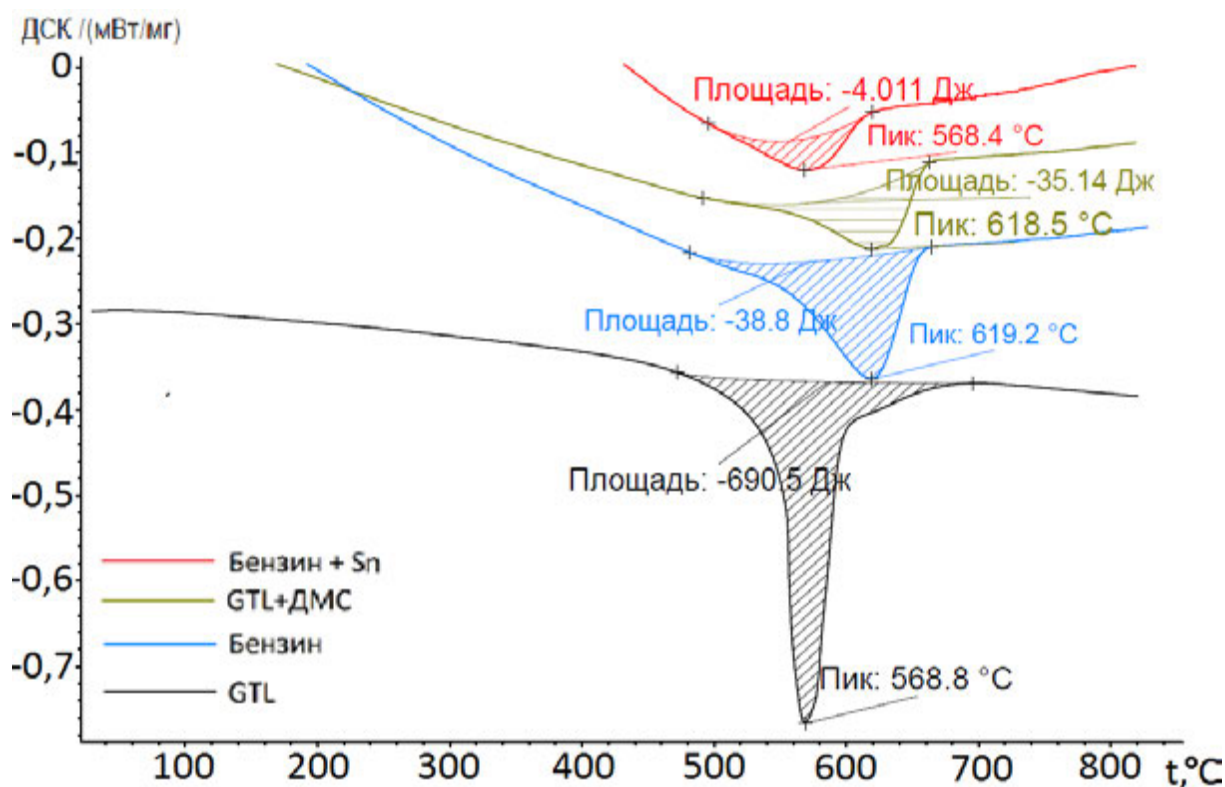


Рисунок 6. Результаты ДСК-анализа

Для определения содержания олова в продуктах двухчасовых опытов пиролиза нефтяной и синтетической бензиновых фракций использовали метод атомно-адсорбционной спектрометрии. Результаты анализа приведены в табл. 4. Из таблицы видно, что соединения олова отсутствуют в пирогазе, однако в результате исследования смолы пиролиза было обнаружено незначительное содержание олова в смоле пиролиза.

Таблица 4.- Распределение олова в сырье и продуктах пиролиза

Бензиновая фракция	В введенном сырье, мг	В газе пиролиза мг	В смоле пиролиза мг	В сконденсированной воде	Осталось в реакторе, мг
Нефтяная	5,00	Отс.	0,06	0,33	4,61
Синтетическая GTL	5,00	Отс.	Отс.	0,34	4,66

Это подтверждает предполагаемый механизм ингибирования посредством осаждения соединений олова на стенке реактора.

Таким образом, показано что при пиролизе синтетической бензиновой фракции наблюдаются повышенные выходы низших олефинов. При использовании комплексного ингибитора на основе серо- и оловосодержащих соединений значительно уменьшается образование кокса на стенках реактора, что позволяет сократить расходы на регенерацию и делает целесообразным использование природного газа для получения этилена и пропилена посредством пиролиза GTL-фракции.

### **Список использованных литературных источников**

1. М. Синев Великая «сланцевая революция» // Пластикс №12 (118), 2012. – С. 18-23
2. Российская нефтехимия и дешевая нефть: конкурентоспособность и риски // информационно-аналитический центр RUPEC, август 2015. – 40 с.
3. Ф.Г. Жагфаров, А.Б. Карпов, В.Ю. Василенко, Б.А. Сорокин. Совершенствование технологии пиролиза путем применения ингибиторов коксообразования // НефтеГазоХимия №4, 2014. - С. 24-27
4. Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г., Козлов А.М. Снижение коксоотложения в печах пиролиза с помощью ингибитора коксообразования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт №11, 2015. – С. 21-25

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ  
УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF HEAVY OIL FROM  
USINSKY FIELD)**

Луконин Р.Е., Бойцова А.А.

(научный руководитель: профессор Кондрашёва Н. К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Аннотация. В работе исследованы основные физико-химические свойства нефти Усинского месторождения и её фракций, определён её фракционный и групповой углеводородный состав. Даны определения разновидностей жидкости (ньютоновская, неньютоновская, псевдопластичная, вязкопластичная, дилатантная). Дополнительно проведены исследования возможности движения жидкости при определенном давлении с помощью термодинамических характеристик. В конце будут сделаны выводы, что данная нефть является тяжёлой, битуминозной, сернистой и, таким образом, будет наблюдаться большой выход тяжелых фракций, которые можно использовать для получения, например, битумов, игольчатого кокса и др. товарных нефтепродуктов.

Abstract: In this work, we investigated the basic physico-chemical properties oil of the Usinsky field and its fractions, determined by its fractional and hydrocarbon group composition. Definitions of types of fluids (Newtonian, non-Newtonian, pseudoplastic, non-Newtonian, dilatant). Also carried out research into the motion of the liquid at a certain pressure through the thermodynamic characteristics. At the conclusions will be drawn that oil of Usinsky field is heavy oil, bituminous, sulfur and, thus, will be a large output of heavy fractions, which can be used to obtain, for example, bitumen, needle coke, and other petroleum product.

Ключевые слова: плотность, вязкость, фракционный и групповой состав, неньютоновская жидкость, энергия активации вязкого течения.

Keywords: density, viscosity, fractional and group composition, non-Newtonian liquid, the energy of activation of viscous flow.

**Введение**

Усинское нефтяное месторождение открыто в 1963 г., а разрабатывается с 1973 г. Центр добычи - г. Усинск — центр крупнейшего нефтедобывающего района в республике Коми (3/4 всего объема добычи нефти в республике). Месторождение расположено между Тиманским кряжем и Полярным Уралом на берегах реки Усы, откуда и получило свое название. Оно относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, куда также входят Возейское, Харьягинское, Южно-Хыль-Чуюзское месторождения. Промышленные запасы составляют 350 млн тонн. В настоящее время разработкой с ежегодной добычей более 2 млн

тонн в год занимается нефтяная компания «Лукойл», а также «Роснефть» и другие нефтяные компании.

Исследование физико-химических свойств Усинской нефти, а также определение химического и фракционного состава необходимо для определения возможных продуктов её переработки. Состав нефти влияет на работу оборудования при её транспортировке и переработке, закупоривая трубопровод или повышая скорость образования коррозии. На нефтеперерабатывающие заводы поступает смесь нефтей с различных месторождений, образуя нестабильную композицию, что, таким образом, приводит к получению низкокачественных нефтепродуктов.

#### Физико-химические свойства

При исследовании нефти получены следующие результаты (табл. №1):

Таблица 1.-Физико-химические свойства нефти

Параметр	Значение
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	903
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	900
Содержание серы, %	0,9705
Температура застывания	-28

Исходя из полученных данных нефть Усинского месторождения (далее Усинская нефть) по ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» относится:

- 1) по плотности к типу №4 «битуминозная» (плотность при 15 °С больше 898,4 кг/м<sup>3</sup> и при 20 °С больше 895 кг/м<sup>3</sup>)
- 2) по содержанию серы – к классу №2 «сернистая» (содержание серы от 0,61 до 1,8 кг/м<sup>3</sup>).

Более того, с помощью капиллярного вискозиметра была определена и построена зависимость кинематической вязкости от температуры (рисунок 1), и, методом простой перегонки, построена кривая ИТК нефти (рисунок 2):

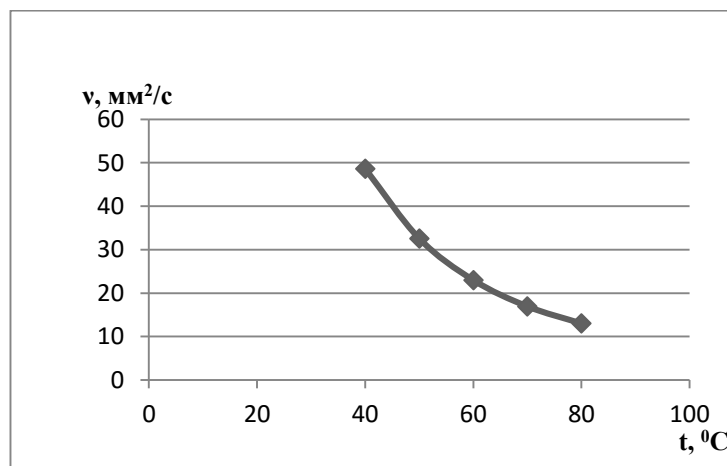


Рисунок 1. Зависимость кинематической вязкости от температуры

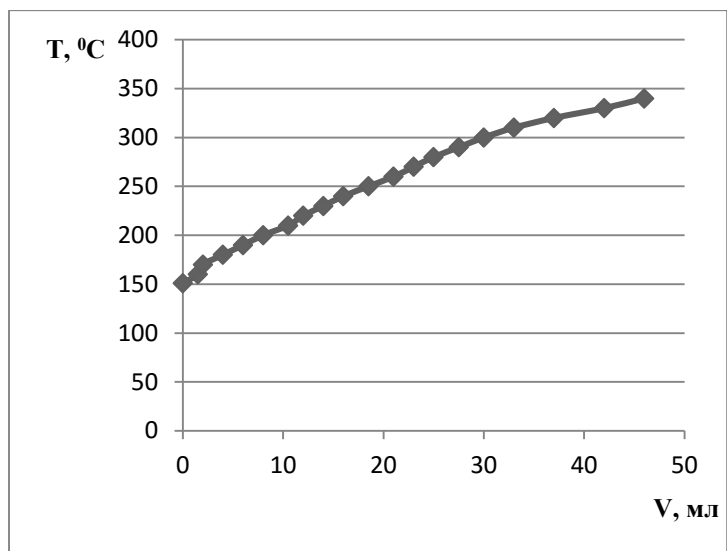


Рисунок 2. Кривая ИТК Усинской нефти

Также в данной работе методом капиллярной хроматографии определён фракционный (рисунок 3) и групповой (рисунок 4) состав нефти:

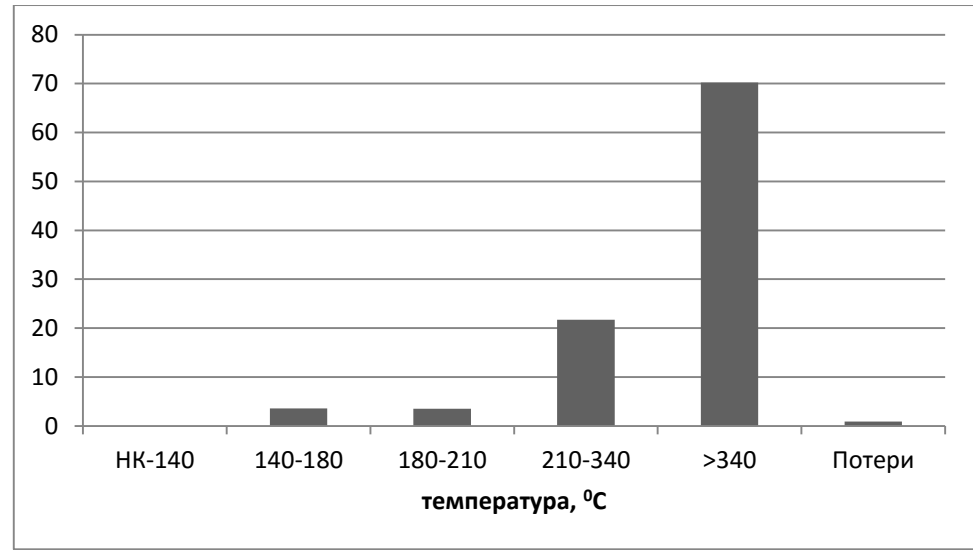


Рисунок 3. Содержание фракций, % масс

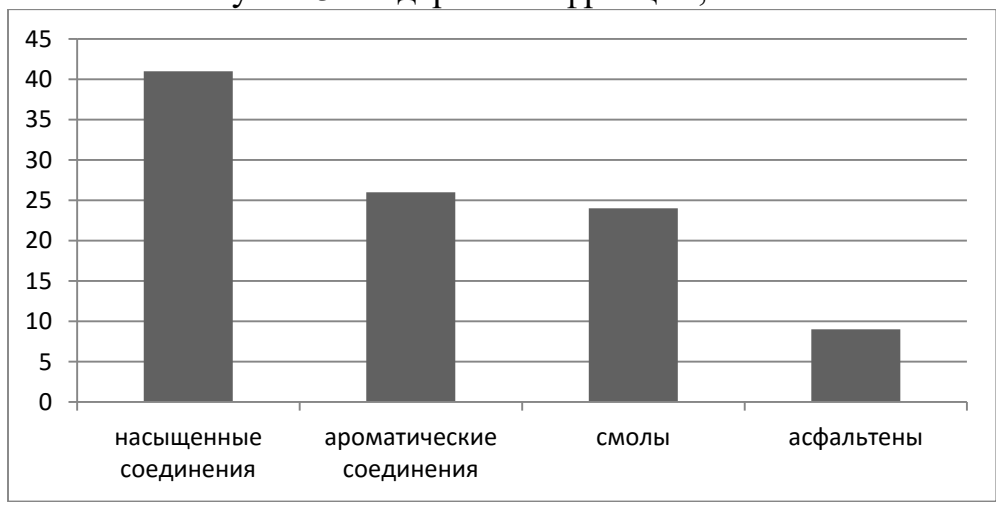


Рисунок 4. Групповой состав нефти, % масс



На данной гистограмме видно, что в нефти Усинского месторождения отсутствует фракция «н.к.-140 °С», но преобладает содержание фракция, выкипающая выше 340 °С (около 70%). Исходя из этого, можно спрогнозировать, что при её переработки будет малый выход лёгких фракций (бензиновой, керосиновой), но будет наблюдаться большой выход тяжёлых фракций (мазута и гудрона).

Также дополнительно исследованы физико-химические свойства отдельных фракций (таблица 2):

Таблица 2.- Физико-химические свойства фракций

Параметр	140-180 °С	180-210 °С	210-340 °С	>340 °С
Вязкость, $\frac{2}{\text{мм} \cdot \text{с}}$			$v_{50} = 3,144$ $v_{40} = 4,13$	$v_{80} = 548,94$
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$				14
Температура вспышки, $^{\circ}\text{C}$				202
Коэффициент преломления	1,434	1,445	1,485	
Групповой состав в зависимости от коэффициента преломления	Парафино-нафтеновые углеводороды	Парафино-нафтеновые углеводороды	Моноциклоароматические соединения	
Плотность при 20 °С, $\frac{3}{\text{кг} \cdot \text{м}}$	731	809,35	868,49	0,930

### Структурно-химические свойства

Перемещение нефти по трубопроводам связано с их реологическими свойствами, определение которых затруднено в связи с тем, что большинство нефтей (в том числе и Усинская) являются неньютоновскими жидкостями. Непосредственными показателями вязких свойств жидкого состояния остаются соотношения приложенного напряжения сдвига к скорости сдвига (рисунок 5).

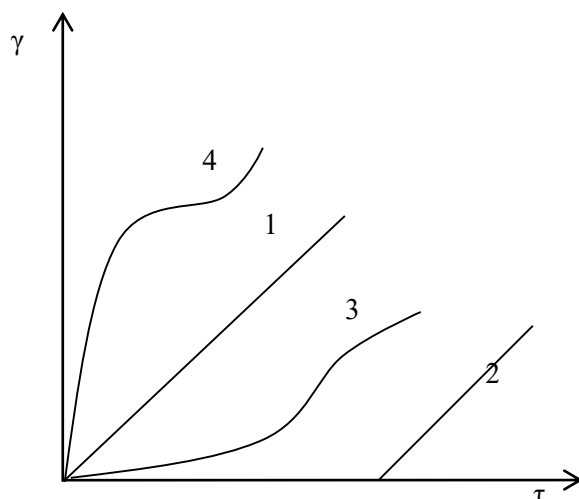


Рисунок 5. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига неньютоновских жидкостей

На рисунке 5: цифра 1 – ньютоновская жидкость, цифра 2 – вязкопластичная жидкость, 3 – псевдопластичная жидкость, 4 – дилатантная жидкость.

- 1) **Ньютоновская жидкость** – жидкость, которая подчиняется уравнению Ньютона (1):

$$F_{\text{тр.}} = \eta \frac{dv}{dx} S \quad (1)$$

Коэффициент внутреннего трения таких жидкостей зависят от ее строения, температуры и давления, но не зависит от градиента скорости.

Жидкости, вязкость которых зависит от градиента скорости, называются неньютоновскими (аномальными). В данной работе рассматривались жидкости, для которых скорость сдвига в каждой представляет некоторую функцию только напряжения сдвига в каждой точке. Они делятся на вязкопластичные, псевдопластичные и дилатантные.

- 2) **Вязкопластичная жидкость** – жидкость, где достижение некоторого напряжения приводит к возникновению течения до этого неподвижной среды. Такое поведение присуще буровым растворам, краскам, зубной пасте и сточным грязям;
- 3) **Псевдопластичная жидкость** - жидкость, где не обнаруживается предела текучести, отношение напряжения сдвига к скорости сдвига постепенно увеличивается с ростом градиента скорости. При очень больших скоростях сдвига кривая течения становится линейной;
- 4) **Дилатантная жидкость.**

Вязкость этих жидкостей повышается с ростом скорости сдвига. Такой тип течения может наблюдаться в суспензиях при большом содержании твердой фазы. [2]

Зависимость скорости сдвига от его напряжения была определена с помощью ротационного вискозиметра, принцип работы которой построен по формуле (2):

$$\tau = \mu * \gamma \quad (2)$$

где  $\tau$  – касательное напряжение сдвига, мПа

$\mu$  – динамическая вязкость, мПа\*с

$\gamma$  – скорость сдвига, 1/с

Из неё видно, что нефть Усинского месторождения является псевдопластичной жидкостью.

Возможность движения жидкости при заданном давлении называется энергией активации вязкого течения.

**Энергия активации вязкого течения** – это энергия, которая необходима для преодоления молекулярно-кинетической единицы (МКЕ) потенциального барьера при переходе из одного положения в другое при течении. Для этого ей необходимо обладать достаточной энергией и, кроме того, вблизи исходного положения равновесия должно существовать свободное пространство – «дырка», которой может отвечать новое равновесное положение МКЕ.

**Теплота активации вязкого течения** – теплота, которая затрачивается на перескок молекулы из одного положения в другое при напряжении сдвига (при течении)

**Энтропия активации вязкого течения** – мера рассеянной энергии при перескоке молекулы из одного положения в другое при напряжении сдвига (при течении).

**Свободная энергия активации вязкого течения** – энергия, которая необходима для разрыва связей при образовании активированного комплекса при перемещении отдельных молекул.

На ротационном вискозиметре также была динамическая вязкость при различных температурах (рисунок 6):

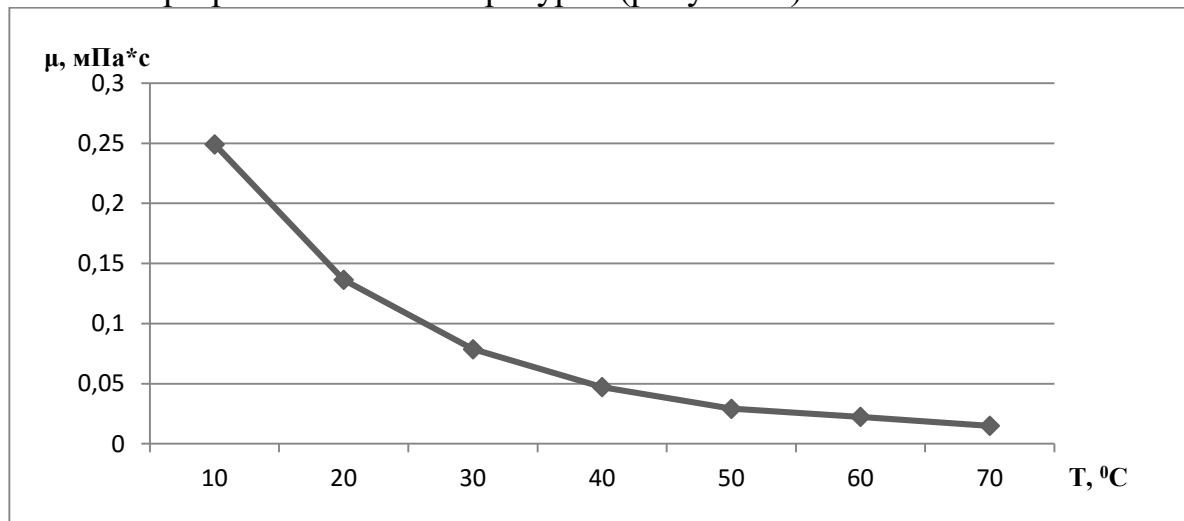


Рисунок 6. Зависимость динамической вязкости от температуры

Энергия активации вязкого течения можно определить с помощью уравнения Аррениуса (3):

$$\lg \mu = A_0 + \frac{E_a}{R} * \frac{1}{T} \quad (3)$$

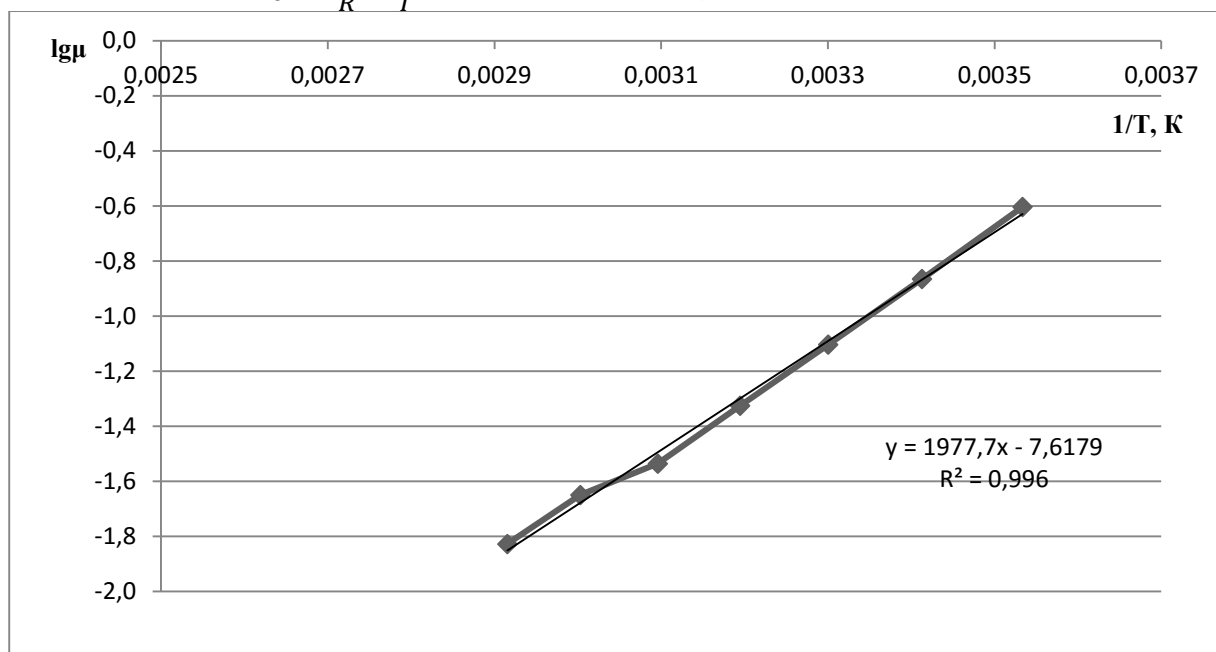


Рисунок 7. Зависимость динамической вязкости от температуры

Из рисунка 7 видно, что корреляция прямой равна 99,6%.

Энтальпия, энтропия и энергия Гиббса были определены по уравнениям (4), (5), (6):

$$\Delta H = \frac{2,303 * R * C * m}{T^{m-1}} \quad (4)$$

$$\Delta G = 2,303 * R * T * (\lg \mu - B) \quad (5)$$

$$\Delta S = \frac{(\Delta H - \Delta G)}{T} \quad (6)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль\*К);

B, C – эмпирические коэффициенты, определенные из уравнения Аллена-Фокса:

$$\lg \mu = B + \frac{C}{T^m}$$

где m = 1

Из данного уравнения коэффициенты B и C определены методом наименьших квадратов.

Таким образом:

$$\Delta H = 79670,25 \text{ Дж/моль}$$

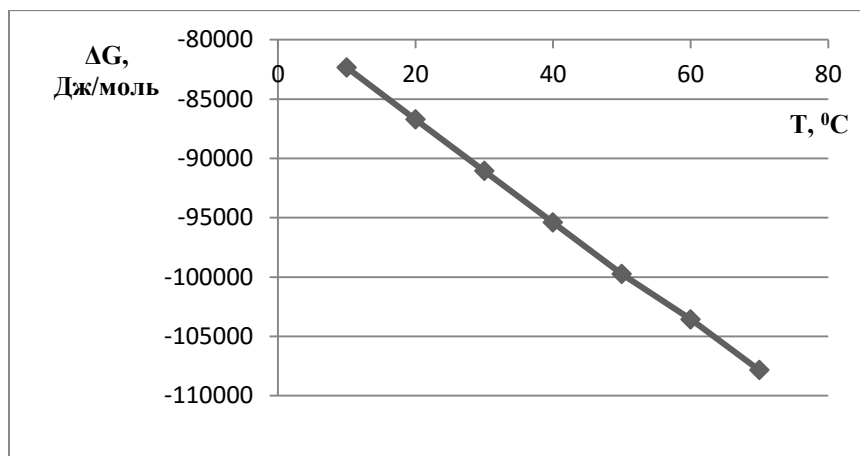


Рисунок 8. Зависимость энергии Гиббса от температуры

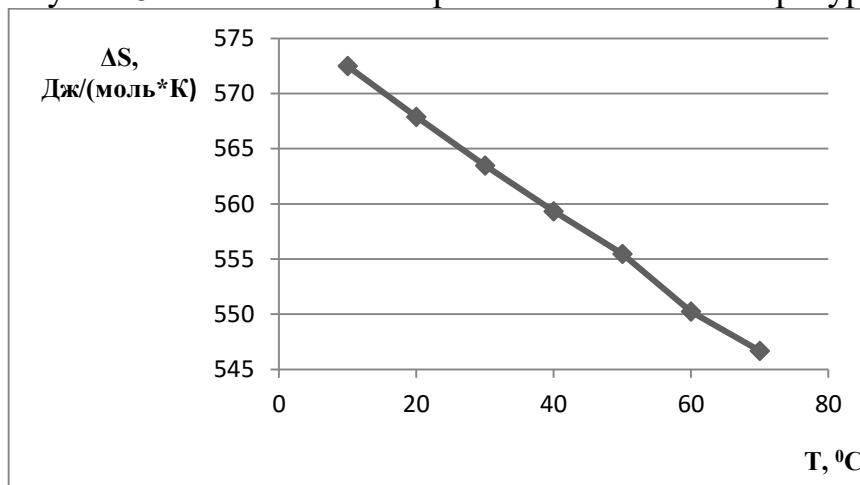


Рисунок 9. Зависимость энтропии от температуры

Из данных графиков видно (рисунок 8 и 9.), что при увеличении температуры энергия Гиббса уменьшается, то есть улучшается движение (течение) жидкости при заданном напряжении сдвига. Понятие об энергии активации течения имеет важное фундаментальное значение для активированной теории течения жидкостей.

### Заключение

Таким образом, в данной работе были определены физико-химические свойства нефти Усинского месторождения и её отдельных фракций. Исходя из полученных данных, данная нефть характеризуется как сернистая (класс №2 по ГОСТ-51858-2002), битуминозная (тип №4 по ГОСТ-51858-2002), тяжелая (отсутствие фракции н. к. -140 высокое содержание смол и асфальтенов, отсутствие парафинов).

Высокое содержание смол и асфальтенов говорит о том, что при переработке нефти Усинского месторождения будет наблюдаться маленький выход светлых фракций (бензиновых и керосиновых), но будет большой выход тяжелых фракций, в том числе мазута и гудрона (при

вакуумной перегонке), которые можно использовать для получения, например, битумов, игольчатого кокса.

Более того, в данной работе исследованы реологические свойства нефти, а именно зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига. Экспериментальным методом было определено, что нефть Усинского месторождения является псевдопластичной жидкостью.

Также, с помощью энергии активации вязкого течения и других термодинамических характеристик (энтальпии, энтропии, энергии Гиббса) была определена возможность движения (течения) жидкости при заданном давлении.

Таким образом, знание физико-химических, реологических и др. свойств нефти и её фракций позволяет прогнозировать продукты её переработки, определить её влияние на работу оборудования, трубопроводов, даёт возможность прогнозировать её влияние на свойства смеси нефтей при их смешении.

#### **Список использованных литературных источников**

- 1) ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия
- 2) Уилкинсон У. Л. Неньютоновские жидкости – М.: Изд.: «Мир», 1964 – 217 с.

# ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЯЖУЩИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТХОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ (ORGANIC BINDER WITH THE USE OF WASTE REFINING)

Лукьянова Н.С, Маркелова Н.Л.

(научный руководитель: доцент Тимрот С. Д.)

Ярославский государственный технический университет

Широко применяемый в нефтепереработке XX века способ очистки нефтепродуктов серной кислотой или олеумом привел к образованию достаточно большого количества отходов - кислых гудронов. Эти трудноутилизируемые отходы, накопленные в больших количествах, до сих пор представляют опасность для окружающей природной среды. На старейшем НПЗ им. Д.И. Менделеева в прудах – накопителях осталось около 200 000 тонн кислого гудрона.

Целью работы является изучение физико-химических свойств прудового гудрона и разработка технологии его утилизации с получением продуктов, имеющих потребительский спрос.

Физико-химические свойства кислого гудрона, применяемого в работе, приведены в таблице 1.

Таблица 1. – Показатели качества кислого гудрона

Наименование Показателя	№ пробы					
	1	2	3	4	5	6
Кислотное число, мг КОН/г	172,8	123,8	71,2	60,1	53,9	33
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,059	1,065	1,160	1,158	1,140	1,1
Зольность, % масс.	3,1	3,0	3,76	3,3	3,5	3,1
Содержание воды, % масс.	64,8	68,6	49,3	45,9	51,2	34,6
Содержание серы, % масс.	1,90	1,86	—	4,2	—	2,6

В работе было установлено, что за время хранения состав кислого гудрона за счет протекания окислительно-восстановительных реакций и вымывания кислых соединений дождевыми и талыми водами сильно

изменился. Кислотное число гудрона снизилось с 400 мг КОН/г до 40-170 мг КОН/г. По мере увеличения глубины отбора пробы кислого гудрона, увеличивается содержание минеральных компонентов.

Для прудового кислого гудрона с малым содержанием минеральных веществ (не более 8%) нами предложена технология получения вяжущего материала с применением асфальтов пропановой деасфальтизации. Чистый асфальт деасфальтизации является неудовлетворительным вяжущим материалом, так как имеет плохие низкотемпературные показатели (высокую хрупкость и низкую растяжимость при 0°C. В работе использовались асфальты деасфальтизации комплекса маслблока ОАО «Славнефть-ЯНОС» (АД). Эффективность модификации кислого гудрона асфальтами пропановой деасфальтизации подтверждается групповым химическим составом (таблица 2). Определение проводилось методом жидкостной хроматографии [1]

Таблица 2. - Групповой химический состав асфальтов деасфальтизации (АД) и кислого гудрона (КГ)

Продукт	Групповой состав						
	Масла				Смолы		Асфальтены
	ПН	МЦА	БЦА	ПЦА	Бензольные	Спирто-бензольные	
Прудовой КГ	54,2	3	1,3	8,7	6,3	20,6	5,9
АД	-	30,6	3,0	6,1	5,1	46,2	9,1

ПН - парафино-нафтеновые, МЦА – моноциклические ароматические, БЦА-бициклические ароматические, ПЦА-полициклические углеводороды

Оценивая групповой состав КГ видно, что он содержит достаточное количество парафино-нафтеновых соединений. Таким образом, мы можем предположить, что добавление КГ к АД позволит улучшить их низкотемпературные свойства, а содержащиеся в КГ ПАВ (сульфо кислоты), могут улучшить адгезию вяжущего к минеральным материалам.

Предложенная технология переработки прудового кислого гудрона, заключается в нейтрализации кислого гудрона суспензией извести-пушонки с асфальтами деасфальтизации, обезвоживании реакционной массы и окислением полученных продуктов до требуемой марки вяжущего [2].

По предложенной технологии были получены образцы вяжущих материалов. Полученные результаты приведены в таблице 3.



Как видно из приведенных данных с увеличением количества КГ в окисляемой смеси увеличивается температура размягчения. За счет высокой растяжимости асфальтов деасфальтизации удается получить вяжущее, отвечающее требованиям стандарта. Введение КГ позволяет улучшить низкотемпературные свойства, о чем свидетельствует растяжимости образцов при 0<sup>0</sup>С. Индекс пенетрации можно использовать для оценки крутизны вязкостно-температурной зависимости материала.

Таблица 3. - Основные показатели качества битумов полученных с применением кислого гудрона и асфальтов деасфальтизации

Наименование показателя	Содержание КГ в окисляемой смеси, %масс.				
	0	20	30	50	БНД 60/90
1.Глубина проникания иглы,0,1 мм: при 25 <sup>0</sup> С при 0 <sup>0</sup> С	50 9	50 20	62 20	25 5	61-90 не менее 20
2.Температура размягчения по кольцу и шару, <sup>0</sup> С	41	46	49	51	не ниже 47
3.Содержание водорастворимых соединений, %	0	0,08	0,10	0,39	не более 0,3
4.Индекс пенетрации	- 3,71	- 2,24	- 0,91	-2,31	+1...-1
5.Растяжимость,см: 25 <sup>0</sup> С 0 <sup>0</sup> С	100 0	56 1,2	58 1,5	45 2	не менее 55 не менее 3,5
6.Температура хрупкости (расчетная), <sup>0</sup> С	-7	-21	-16	-	не выше -15
7.Температура вспышки, <sup>0</sup> С	>230	>230	>230	>230	не ниже 220

Чем меньше индекс пенетрации, тем сильнее происходит изменение вязкости с изменением температуры. Например, АД имеют низкий индекс пенетрации (-3,71) и поэтому они имеют растяжимость при 25<sup>0</sup>С более 100 см, а при 0<sup>0</sup>С теряют свою пластичность и превращаются в хрупкий непластичный материал. Введение КГ позволяет увеличить индекс пенетрации и, следовательно, улучшить реологические свойства.

Наилучшие данные по всем показателям были получены при содержании КГ в смеси с АД - 30%. Данный материал соответствует битуму БНД 60/90.

Полученные вяжущие могут быть использованы для укрепления грунтов, строительства нижних слоев дорожных покрытий.

### **Список использованных литературных источников**

- 1.Ахметова Р.С., Глозман Е.Г. Определение группового состава битумов// Высокосернистые нефти и проблемы их переработки.-М. :Химия, - 1968- Вып.8 – С.187-194.- (Труды БашНИИ НП);
2. Тимрот С.Д., Поленова О.С. Разработка технологии утилизации кислого гудрона // Современные проблемы биологии, экологии, химии: Региональный сборник научных трудов. Яросл. гос. ун-т. –Ярославль. ЯрГУ, 2005. С.234-238.

# ПРИМЕНЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПРИ КОНСТРУИРОВАНИИ УНИВЕРСАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ (FUNCTIONAL MODEL APPLICATION IN CONSTRUCTION OF OIL SPILL RESPONSE DEVICE)

Нечаев Д. А.

(научный руководитель: доцент Шадрина А. В.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

С увеличением объемов и расширением масштабов добычи, транспортировки, переработки и использования нефти и нефтепродуктов возрос и спектр проблем, связанных с загрязнением окружающей среды. По информации организации Greenpeace, потери нефтепродуктов при добыче и транспортировке в Российской Федерации составляют около 1%, а, например, по данным НП «Центр экологии ТЭК» – 3,5-4,5% [5]. Соответственно при текущем уровне добычи в 510 млн т в год потери составляют от 18 до 23 млн т ежегодно. В связи с этим стоит острый вопрос по созданию многофункциональных современных устройств, обеспечивающих быструю и качественную ликвидацию аварийного разлива нефтепродукта (ЛАРН). Нами была предложена функциональная модель (ФМ), позволяющая создавать конструкции установок, имеющих высокий уровень агрегативности и выполняющих основные функции при выполнении процесса ЛАРН (рисунок 1).

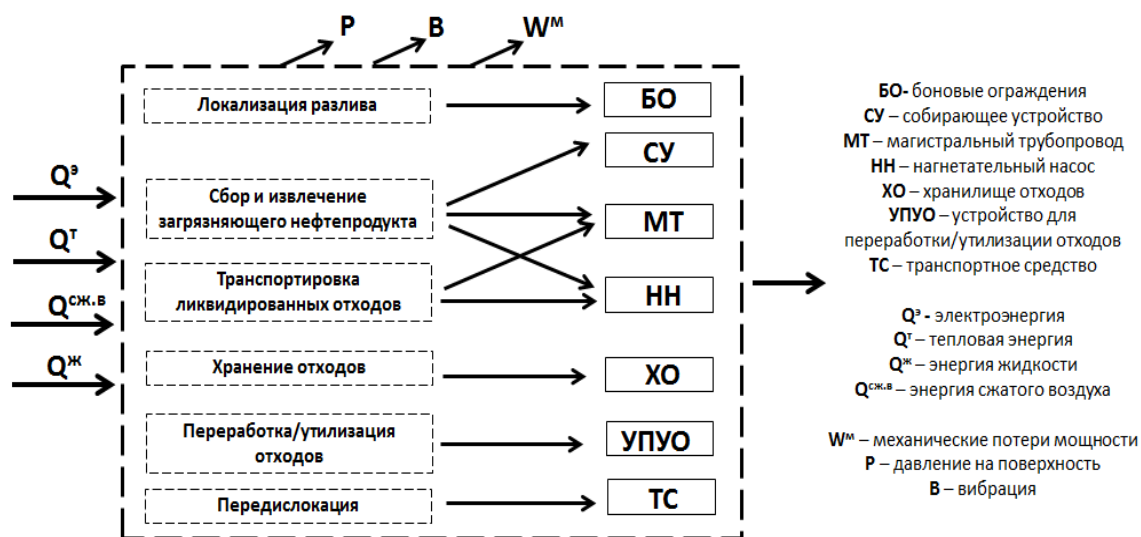


Рисунок 1. Функциональная модель универсальной установки,  
предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов

При создании ФМ была проведена классификация устройств, используемых при ликвидации разливов нефтепродуктов, по уровню агрегативирования, т.е. по возможности проведения полного процесса ЛАРН одной технологической машиной. Уровень агрегативирования  $A_y$

определяется по формуле  $A_y = K_{TM} / K_{ЛАРН}$ , где  $K_{TM}$  – количество выполняемых операций одной технологической машиной,  $K_{ЛАРН}$  – количество операций, обеспечивающие полное выполнение процесса ЛАРН [1].

Таким образом, в соответствии с выше предложенной формулой возможна следующая классификация устройств для выполнения процесса ЛАРН:

1. *Индивидуальные машины* ( $A_y < 1$ , данный тип оборудования выполняет только 1 операцию при ликвидации разливов нефти):

- Землеройные устройства: бульдозеры, экскаваторы (выполняемые операции: экскавация пораженной после нефтеразлива земли);

- Насосы: ПНУ-1М, насосы марки ЕАР, ЕНГ, ХЛ, горизонтальные многоступенчатые насосы SCS, DCS (основные операции: создание напора для работ, связанных с перемещением нефтяной субстанции)

- Машины для приготовления сорбента: машины «Геолайн» (основные операции: непосредственное приготовления сорбента, который в дальнейшем переносится на поврежденный участок);

- Автомобили для перевозки шлама: различные грузовые автомобили (основная операция: вывоз, либо перемещение сорбента и остатков переработки);

- Боновые ограждения: постоянной плавучести, огнестойкие, надувные, приливные и т.д. (специальные ограждения, применяемые для ликвидации разливов нефти на водных объектах и используемые в качестве задерживающего устройства);

- Емкости для сбора нефтепродуктов: ВХН, Резервуар РР-7 (основная операция: временное хранение нефтепродуктов)

- Установки для сжигания отходов: Smart Ash, «Форсаж-1» (основная операция: сжигание отходов, отработанного сорбента, шлама и т.п.) [3].

*К основным недостаткам вышеупомянутого типа технических средств ликвидации разливов нефти относят:*

- Большие затраты, связанные с закупкой и содержанием парка машин и оборудования для целей ликвидации последствий аварии;

- Увеличение времени ликвидации разлива, так как за каждый этап работы отвечает машина, имеющая определённые функции.

2. *Машины-полуагрегаты* ( $A_y \approx 1$  Этот тип оборудования выполняет не менее 2-х операций по ликвидации разлива нефти):

- Вакуумные машины: модели марки КО (ОАО «Коммаш»), Scania 8x4 и т.д. (основные операции: вакуумная очистка пораженного участка, транспорт и выгрузка в местах утилизации отходов);

- Машины-транспортёры: МСТН, гусеничный транспортёр ГТМ-0,8Р (используются для сбора и транспортировки нефтепродуктов, шлама, сорбентов, а также для рекультивации пораженного участка земной поверхности);

- Скиммеры: щеточные, дисковые (Komara Star 20, Спрут-1), олеофильные (марка СО) (устройство с универсальной собирающей установкой барабанного типа, и установкой, предназначенной для дальнейшего перемещения, хранения или ликвидации нефтепродуктов);

- Нефтеборщики: вакуумный, дисковый, барабанный (основные операции: сбор нефтепродуктов с водной и грунтовой поверхности, ее временное хранение для последующей утилизации).

*Основные недостатки машин-полуагрегатов заключаются в следующем:*

- При поломке или неисправности одной из машин приостанавливается целый цикл работ по ликвидации разлива, что ведет к развитию экологической катастрофы;

- Тот или иной тип машины-агрегата используется только для определенного типа поверхности, т.е. вышеупомянутый тип установок не является полностью универсальным.

3. *Машины-агрегаты* ( $Ay \geq 1$ , данный тип оборудования выполняет 3 и более операций, связанных с ликвидацией разлива нефти):

- Экологические машины: ЭМ-4М (основные операции: обработка поверхностного слоя почвы, загрязненного нефтью и нефтепродуктами, с одновременным внесением биологического деструктора, комплексных удобрений; данная машина устанавливается на любой грузоподъемный автомобиль, что делает ее легко эксплуатируемой);

- Передвижная установка для очистки и утилизации нефтепродуктов (позволяет оперативно изготовить необходимое количество сорбента, обработать подверженные загрязнению участки земли, а также утилизировать отходы; установка является мобильной);

- Мобильные комплексы для сбора нефти: ЛАРН, наборы для ликвидации разливов Spill Kits (данный тип машин представляет собой передвижные контейнеры, в которых располагается необходимое оборудование для выполнения операции по очистке окружающей среды от загрязнения).

*Для машин-агрегатов можно выделить следующие недостатки:*

- Большой размер занимаемой площади, который вызывает сложности, связанные с эксплуатацией установки;

- Появление нежелательного внешнего давления машины-агрегата на поверхность, подверженную ликвидации разлива.

Приведенный анализ рынка устройств ЛАРН позволил выбрать наиболее необходимые функции, обеспечивающих выполнение данного процесса. Все вышеуказанные результаты исследования легли в основу ФМ [рис. 1]. Выбор в совокупности тех или иных функций и устройств, дает возможность разрабатывать различные конструкции установок.

В данной работе приведен один из примеров создания универсальной установки, устройство которой полностью основано на ФМ [3]. Используя модель, нами были выделены основные функции, которые необходимо учитывать при построении конструкции оборудования для ликвидации разлива нефти:

### *1. Передислокация*

При выполнении операций ЛАРН используют различные виды по перемещению используемых при ликвидации машин. Для перемещения машин, обеспечивающих сбор нефтепродукта с грунтовой поверхности, в основном применяют бульдозеры, экскаваторы, различные грузовые машины либо применяют ручной способ передвижения. Для машин, производящих сбор нефтепродукта с водной поверхности – различные плавающие устройства (катамараны, понтоны), специализированные суда (танкеры, ледоколы), не исключен и ручной способ передвижения устройства [7].

### *2. Сбор и извлечение загрязняющего нефтепродукта.*

В настоящий момент при выполнении операции по сбору и извлечению загрязняющего нефтепродукта используется в основном механический способ. На грунтовой поверхности – это ручные щёточные олеофильные нефтесборщики, на водной поверхности - скиммеры с универсальной заборной установкой барабанного типа и модулем для сбора и откачки нефти [4]. Для эффективного использования данного оборудования применяют вакуумные установки, перекачивающие магистрали и емкости для хранения ликвидированного нефтепродукта [6].

### *3. Переработка/утилизация отходов.*

После проведения операция по сбору нефтепродукта механическим способом производят распыление сорбента или водорастворимого средства для удаления тонкой нефтяной пленки и устранения и последующего биоразложения разливов нефти и нефтепродуктов на твердой и водной поверхности [5]. Данная операция обеспечивается использованием таких устройств, как распылители, различные изделия из сорбентов (боны, перфорированные сорбирующие полотна). Для сбора сорбента используют сборщики, которые представляют собой ручной бензиновый пылесос, соединенный с емкостью для сбора сорбента, различные отжимные устройства для бонов и полотен. Возможен ручной сбор при помощи скребков и совковых устройств [7].

Для выполнения функции «Транспортировка ликвидированных отходов» в основном используют различные виды перекачивающих

магистралей, соединяющих конструкции оборудования с емкостями, используемые для хранения нефтепродуктов. Выполнение функции «Хранение отходов» в основном выполняют резервуары (секционные, каркасные), поддоны и емкости из различных материалов [3].

Таким образом, если вышеперечисленные технические устройства включить в конструкцию установки, то она будет способна полностью выполнить все этапы работы по ликвидации нефтеразлива. Ниже представлен один из вариантов конструкции данного многофункционального оборудования (рисунок 2).



Рисунок 2. Схема работы универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов

Данная конструкция используется в стационарном режиме, когда она смонтирована на экскаваторе или судовом кране непосредственно к ковшу. Таким образом, достигается мобильность данного агрегата: ликвидация аварии происходит как на грунтовой, так и на водной поверхности. Заборное устройство барабанного, дискового или щеточного типа, используемое в конструкции устройства, позволяет выполнять операции ЛАРН как на водной, так и на грунтовой поверхности, что делает ее универсальной. Модулем для сбора и откачки нефти является непосредственно сам ковш и установленный в нем погружной насос. Следовательно, данная совокупность устройств, отвечающих за механический сбор нефтепродукта, имеет более простую конструкцию по сравнению с существующими, не уменьшая при этом эффективности выполнения операции. Также предлагается использовать установленный на наружной части ковша распылитель - систему из магистралей высокого давления, по которым перемещается сорбент, распылительных насадок, нагнетательного насоса и емкости для хранения сорбента (насос и емкость находятся вне рабочей области и ковша). Сбор отработанного сорбента предлагается выполнять заборным устройством со специальной насадкой и при помощи погружного насоса из внутренней части ковша перекачивать в

соответствующую емкость. Таким образом, при использовании данной установки, возможно, производить как распределение, так и сбор сорбирующего вещества, т.е. агрегативность устройства значительно возрастает [3].

Используя приведенную в работе ФМ, возможно создание целого ряда конструкций установок для ликвидации нефтеразливов, которые будут обладать высоким уровнем агрегативности, высокой эффективностью и простотой сборки.

### Список использованных литературных источников

1. Крец В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А. В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин; Томский политехнический университет. - Томск: Изд. ТПУ, 2013.- 376 с.

2. Луценко А.Н., Катин В.Д. Передвижная установка для очистки рабочих поверхностей от разливов нефтесодержащих жидкостей и сбора сыпучих мелкокусковых материалов: Пат. 104197 Российская Федерация: МПК E01P 1/08 (2006.01). Хабаровск, ДВГУПС. № 2010144258/21; заявл. 28.10.2010; опубл. 10.05.2011, Бюл. №13. 3 с.

3. Нечаев Д.А. Оценка технических средств нейтрализации аварийных разливов нефтепродуктов [Электронный ресурс] // ТВОРЧЕСТВО ЮНЫХ – ШАГ В УСПЕШНОЕ БУДУЩЕЕ Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, 23-27 ноября 2015. – Томск: ТПУ, 2015 – С. 461-463. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/sbornik-korovin-VIII.pdf>

4. Пашаян, А.А. Проблемы очистки загрязненных нефтью вод и пути их решения / А.А. Пашаян, А.В. Нестеров // Экология и промышленность России - май 2008. - С.32 - 35. Продукция компании НД-ЭкоСистем [Электронный ресурс] // [ndecosystems.ru](http://ndecosystems.ru) - Режим доступа: <http://www.ndecosystems.ru/products/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 20.10.2015).

5. Применение диспергентов для обработки нефтяных разливов [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/-40b0e2bd77>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).

6. Применение скиммеров при ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/05-primeneniie-skimmerov-pri-likvidacii-razlivov-nefti/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).

7. Продукция компании Lamor «Крупногабаритные нефтесборные системы» [Электронный ресурс] // <http://global.lamor.com> - Режим доступа:



<http://global.lamor.com/ru/продукция>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 15.01.2016).

# ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕДАХ (RESEARCH OF REGULARITIES FROM SEPARATION PROCESS EVOLUTION IN HYDROCARBONACEOUS MEDIA)

Николаев Е.В.

(научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Харламов С.Н.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудования многоступенчатой сепарации нефти. На данный момент существует большое количество эмпирических уравнений состояния для описания свойств углеводородных сред. Известно [1], что в практике прикладных расчетов широко применяются два вида уравнений: многокоэффициентные и полиномиальные (кубические). Наиболее удобными из них являются полиномиальные уравнения состояния, которые преобладают по достоверности предсказания свойств чистых веществ и их смесей многокоэффициентные уравнения. Методикам прогнозирования и их относительной точности предсказания свойств углеводородных сред по указанным уравнениям посвящены исследования А. И. Брусиловского [1]. *Цель работы:* уяснить закономерности процесса сепарации в углеводородных средах, выдать рекомендации в практику прикладных расчетов компонентного состава сложных гомогенных систем в диапазоне следующих изменений термобарических условий: температуры  $T \cong 0 \div 70^\circ\text{C}$  и давления  $P \cong 50 \div 700$  кПа.

Расчет фазового равновесия производится в первом приближении с помощью совместного решения уравнений Дальтона и Рауля, предположив, что паровая фаза будет подчиняться законам идеального газа, а жидкая фаза будет являться идеальным раствором. Второе приближение с помощью уравнений состояния проводится путем итераций и основано на суровом применении классических аспектов термодинамики в многокомпонентных системах – равнозначности летучестей компонентов смеси во всех сосуществующих фазах [1, 2]. В качестве метода решений на первых итерациях применяют метод последовательных приближений. Если решения не достигают, то поиск продолжают методом Ньютона [1].

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [3], у которой обводненность  $G=72,5\%$ , плотность  $\rho=817,4$  кг/м<sup>3</sup>, молекулярная масса  $M=91$  кг/кмоль с помощью программного комплекса Aspen HYSYS в стационарном режиме в рамках равновесной термодинамики. При формулировке модели были приняты следующие допущения: режим стационарный; геометрия сепаратора не учитывается; расходы газа и жидкости постоянны; давление и температура в сепараторе постоянны

( $T \cong 0 \div 70$  °С,  $P \cong 50 \div 700$  кПа); система находится в термодинамическом равновесии; не учитываются тепловые потери через стенку сепаратора за счет температуры окружающей среды; гидравлическое сопротивление емкости и штуцеров сепаратора пренебрежимо малы; при анализе компонентного состава допускается диффузионное разделение смеси при замороженных химических реакциях между компонентами смеси.

Заметим, что усилия по корректировке алгоритмов, по которым работает HYSYS, в силу его закрытости бесперспективны [4]. В качестве термодинамического пакета было выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона, которое в полиномиальной форме имеет вид [2, 5]:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z + (B^2 + B^3 - AB) = 0. \quad (1)$$

Здесь  $A$ ,  $B$  – коэффициенты уравнения, которые выражаются через критические свойства и ацентрические факторы компонентов, а также через давление и температуру системы;  $Z$  – коэффициент сжимаемости.

Усовершенствованное фирмой Huprotech данное уравнение состояния (1) наиболее точно описывает разнообразные системы в широком диапазоне термобарических условий по сравнению с другими уравнениями. Поэтому многие специалисты в своих исследованиях используют именно это уравнение, как в России, так и за рубежом, например [6, 7]. Существуют данные [2], что результаты расчета, полученные в программе HYSYS на базе уравнения Пенга-Робинсона, могут не совпадать с результатами, полученными с помощью других коммерческих программ на базе аналогичного уравнения. Возможно, это связано с тем, что уравнение состояния Пенга-Робинсона в среде HYSYS содержит модифицированные коэффициенты бинарного взаимодействия [2].

В силу отсутствия экспериментальных данных, для проверки нашей модели на адекватность, сравнили полученные результаты с результатами расчетов других авторов [3] при аналогичных термобарических условиях:  $P = 0,6$  МПа,  $T = 15$  °С. В качестве термодинамического пакета помимо уравнения состояния Пенга-Робинсона, с целью сравнительного анализа, были использованы различные модели: уравнение состояния Ли-Кеслера-Плокера, полуэмпирическая модель Грейсона-Стрида, уравнение NRTL (non-random two-liquid), разработанное Реноном и Праусницем (табл. 1).

Таблица 1.-Среднее расхождение результатов моделирования компонентного состава выходящего потока газа в HYSYS с использованием различных термодинамических пакетов с результатами работы [3]

Пенга-Робинсона	Ли-Кеслера-Плокера	NRTL	Грейсона-Стрида
6,82	9,57	8,38	11,43

Из таблицы видно, что наилучшую корреляцию с результатами работы [3] дало уравнение состояния Пенга-Робинсона, тем самым

подтвердив свое превосходство над другими уравнениями. При этом стоит отметить, что концентрации легких углеводородов (метан, этан, пропан), углеводородов  $C_{6+}$  выше и неуглеводородных компонентов в выходящем потоке газа хорошо коррелируют с данными работы [3], а концентрации бутанов и пентанов имеют относительно высокое расхождение, что объясняется нехваткой информации входных данных промышленного сепаратора и различием методов расчета. Тем не менее, среднее расхождение с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона составляет 6,82 %.

В качестве оценки, провели сравнение компонентного состава газа при условиях из работы [3] ( $P=0,6$  МПа,  $T=15$  °С) с компонентным составом газа при предлагаемых условиях ( $P=0,7$  МПа,  $T=0$  °С). Таким образом, выяснили, что применив данные условия к существующему сепаратору, гипотетически, удалось бы добиться снижения концентрации тяжелых углеводородов ( $C_{4+}$  выше) в выходящем потоке газа до 48,41 %.

Построены поверхности эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений температуры и давления. Некоторые из них представлены на рисунках 1–4.

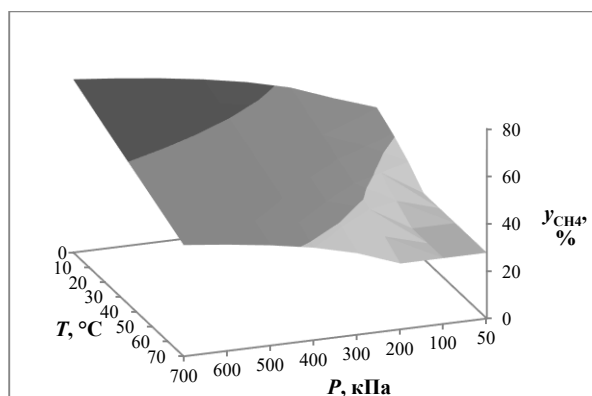


Рисунок 1. Эволюция концентрации метана ( $y_{C3H8}$ ) в зависимости от  $T$  и  $P$

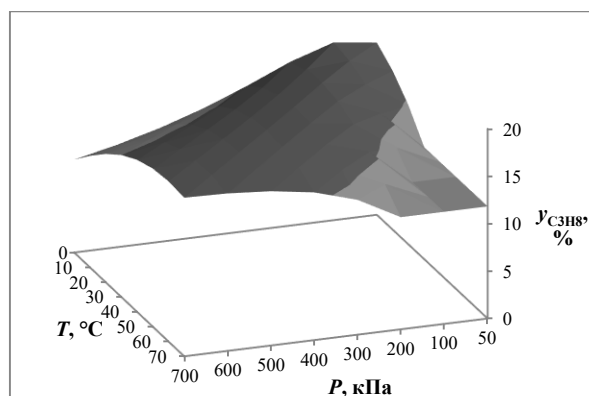


Рисунок 2. Эволюция концентрации пропана ( $y_{C3H8}$ ) в зависимости от  $T$  и  $P$

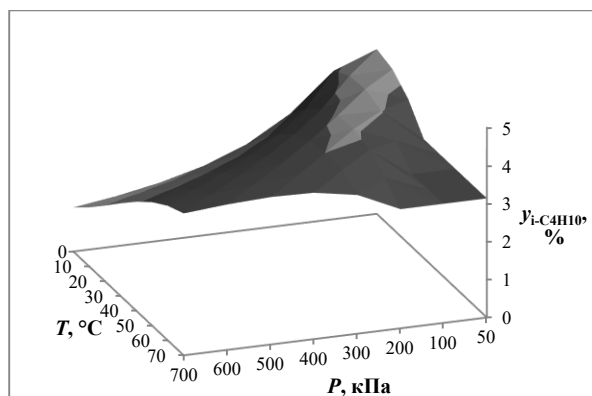


Рисунок 3. Эволюция концентрации изобутана ( $y_{i-C4H10}$ ) в зависимости от  $T$  и  $P$

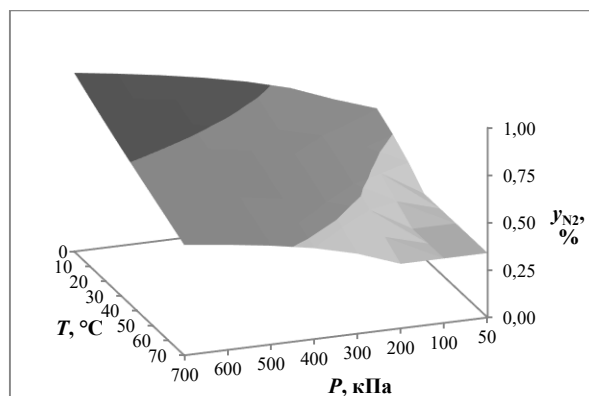


Рисунок 4. Эволюция концентрации азота ( $y_{N2}$ ) в зависимости от  $T$  и  $P$

Из рисунка видно, что существуют экстремумы не только в плоскостях изотерм, но и в плоскостях изобар. Подробности поведений концентраций данных компонент представлены в таблице 2.

Таблица 2.- Описание эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений  $T$  и  $P$

№	Компонент	Плоскости изотерм	Плоскости изобар
1	Метан	Во всех изотермах с увеличением давления концентрация возрастает.	Во всех изобарах с увеличением температуры концентрация убывает.
2	Пропан	В изотермах $T = \{0, 10, 20, 30, 40, 50, 60\}$ °C имеются экстремумы при $P = \{100, 100, 200, 300, 300, 400, 600\}$ кПа соответственно. В изотерме $T = 70$ °C концентрация с увеличением давления возрастает.	В изобаре $P = \{50, 100\}$ кПа концентрация с увеличением температуры убывает, а в изобарах $P = \{200, 300, 400, 500, 600, 700\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{10, 20, 30, 40, 50, 50, 60\}$ °C соответственно.
3	Изобутан	В изотермах $T = \{20, 30, 40, 50, 60, 70\}$ °C имеются экстремумы при $P = \{100, 200, 200, 300, 400, 500\}$ кПа соответственно. В остальных изотермах концентрация с увеличением давления убывает.	В изобарах $P = \{100, 200, 300, 400\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{20, 40, 50, 60\}$ °C соответственно. В изобаре $P = 50$ кПа с увеличением температуры концентрация убывает, а в изобарах $P = \{500, 600, 700\}$ кПа – возрастает.
4	Азот	Аналогично метану	Аналогично метану

Следует отметить, что существуют условия, при которых значения концентрации каждого компонента в HYSYS остаются неизменными. Эти условия имеют место в плоскости изобары  $P = 50$  кПа при температурах  $T \cong 30 \div 70$  °C, в плоскости изобары  $P = 100$  кПа при температурах  $T \cong 50 \div 70$  °C и в плоскости изотермы  $T = 70$  °C при давлениях  $T \cong 50 \div 200$  кПа. Данные условия находятся за пределами двухфазной области в области однофазного ненасыщенного газового состояния, т.е. в той области, где фазовое равновесие невозможно. Поэтому HYSYS показывает одинаковые компонентные составы в выходящих из сепаратора паровом и жидком потоках, т.е. константа фазового равновесия  $K_i = 1$  для всех компонентов.

### Заключение

Результаты расчета и их детальный анализ позволяют сформулировать следующие выводы:

1) установлено, что эволюции концентраций метана, углеводородов  $C_{6+}$  выше, азота и двуокиси углерода в выходящем потоке газа в зависимости от изменения температуры и давления происходят монотонно, причем поведения концентраций метана, азота и двуокиси углерода подобны между собой, а углеводородов  $C_{6+}$  выше наоборот подобно

метану. А концентрации этана, пропана, бутанов и пентанов, как в плоскостях изобар, так и в плоскостях изотерм имеют экстремальные зависимости, проходящие через максимум, помимо этого, подобие встречается между эволюциями концентраций изобутана и н-бутана, а также между эволюциями изопентана и н-пентана;

2) выявлено, что при условиях  $T=0^{\circ}\text{C}$  и  $P=700\text{ кПа}$  достигается снижение концентрации тяжелых углеводородов ( $\text{C}_{4+\text{высшие}}$ ) в выходящем потоке газа до 48,41 %.

Исследование показывает о существенной роли в процессах сепарации механизмов диффузии, обусловленных как прямыми (концентрационная и тепловая диффузия), так и скрещивающимися (термодиффузия, диффузионная теплопроводность и динодиффузия) эффектами [8]. Они неразрывно существуют в многокомпонентных неизотермических системах. Поэтому в прикладных расчетах компонентного состава в указанном диапазоне изменений термобарических условий рекомендуется учитывать весь спектр мелкомасштабных взаимодействий между компонентами смеси.

#### Список использованных литературных источников

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.:Грааль, 2002. – 572 с.
2. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 311 с.
3. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012. – №3. – С. 211 – 221.
4. Акберов Р.Р. Особенности расчета фазового равновесия пар-жидкость многокомпонентных систем при использовании уравнения Соавара-Редлиха-Квонга // Теорет. основы хим. технологии, 2009. – Т. 45. – № 3. – С. 329 – 335.
5. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam., 1976. – V. 15. – P. 59 – 64.
6. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2011. – Т. 13. – № 3. – С. 120 – 125.
7. Kylling O.W. Optimizing separator pressure in a multistage crude oil production plan: thesis Master of Science in Engineering Cybernetics. – Norwegian University of Science and Technology, 2009. – 76 p.
8. Де Гроот С., Мазур П. Неравновесная термодинамика. – М.:Мир, 1964. – 429 с.

## **БЕСКОНТАКТНЫЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПОКОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДЕ (CONTACTLESS METHOD OF MEASURING COMPONENT OF GAS-OIL-WATER MIX IN PIPELINE)**

Быков А.Е., Войтюк И.Н.

(Научный руководитель: ассистент Войтюк И.Н.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В наши дни приобретает актуальность вопрос точного измерения плотности нефти, концентрации сводного газа и свободного воды в нефтегазоводяном потоке. Часто не учитывают реальный фазовый и компонентный состав смеси движущейся в нефтепроводе. Как правило, ранее нефтяные потоки считали однородными. Но в конце 70-х начале 80-х годов было замечено, что в количестве нефти, принятой к транспортировке и сданной потребителю, есть расхождения, и за год оно достигло двух миллионов тонн. Получается, что это допущение приводит к неточности коммерческого учёта нефти.

Помимо этого мы не имеем фиксирования суточной добычи нефти, что не мало важно для коммерции при составлении отчётности. Но важнейшей проблемой для нашей страны, в частности, является повышенный износ трубопровода, что может привести к аварии и загрязнение атмосферы попутным нефтяным газом. Чтобы не получить нежелательных последствий следует серьёзно подойти к процессу фиксирования компонентного состава нефти в трубопроводе. Для этого следует разработать метод, с помощью которого можно было бесконтактно фиксировать покомпонентный состав нефтегазоводяной смеси в трубопроводе. Также этот метод должен быть достаточно точным, иметь приемлемую погрешность и возможность оперативно получать актуальные данные на определённом нефтепроводе.

Исследование структуры нефти в трубопроводе показало существование неоднородностей плотности, связанных с наличием движущихся скоплений пузырьков свободного газа и механических примесей. Свободный газ движется в виде скоплений пузырьков в ядре потока, смещённых несколько вверх. Механические примеси - в виде скоплений твердых частиц движутся в нижней части трубы. Скорость движения свободного газа выше скорости движения нефти, а скорость движения твердых частиц - ниже. Свободная вода в движущемся потоке частично распределяется по стенке, образуя при этом водяную плёнку переменной толщины. При увеличении скорости потока пузырьки свободного газа смещаются к центральной области трубы, а с водяной плёнки начинают срывать капли воды, образуя при этом водонефтяную эмульсию. Свободный газ и механические примеси отделяются между собой областями, "чистой" нефти не содержащей неоднородностей.

Наличие этих неоднородностей в потоке жидкости приводит к периодическому изменению скорости течения смеси во времени, что тесно связано с периодическим изменением плотности. На рисунке 1 показано, как изменяется выходной сигнал блока детектирования при изменении плотности и состава находящегося в трубопроводе вещества.

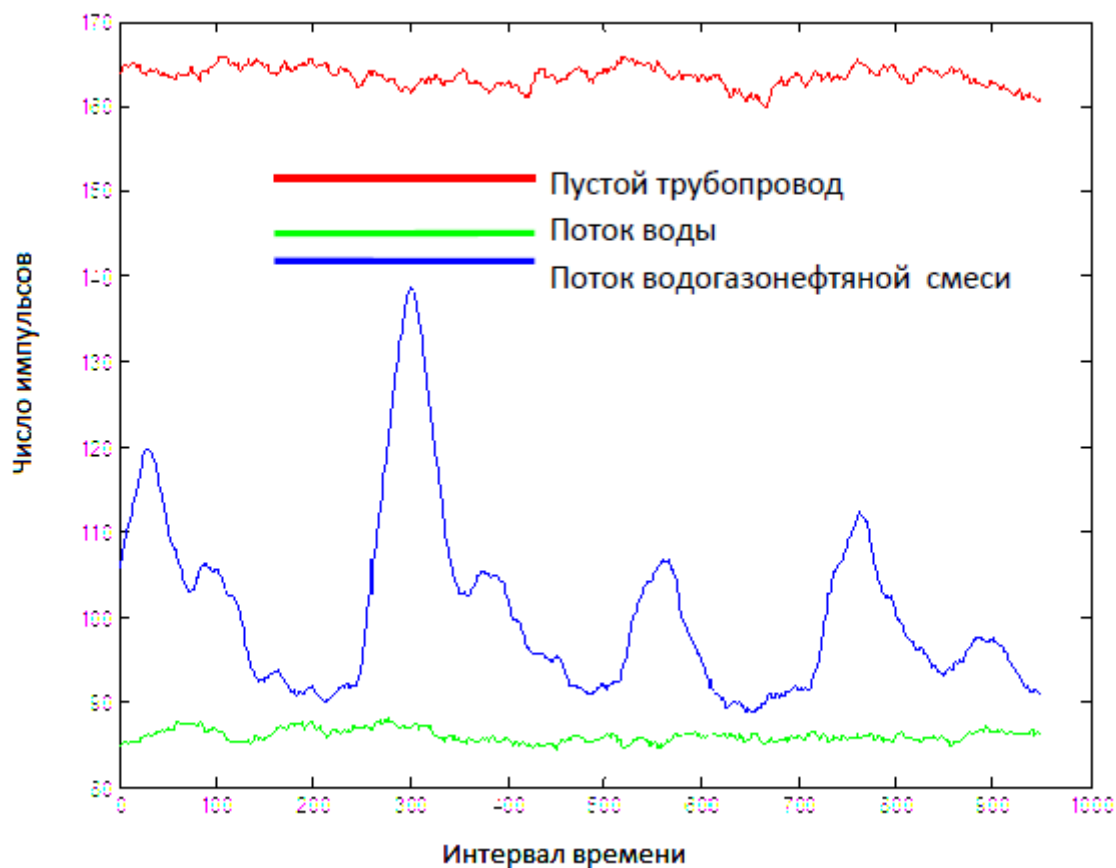


Рисунок 1. Изменение выходного сигнала блока детектирования при изменении плотности и состава вещества в трубопроводе

Зная такие особенности, связанные с неоднородностью смеси, мы сможем подобрать метод измерения с наиболее удовлетворяющим нас конечным результатом.

За основу данной статьи мы берём радиоизотопный метод измерения с использованием эффектов комптоновского рассеяния и фотоэлектрического поглощения гамма излучения материалом стенок трубопровода и веществами, образующими сырую нефть.

Основная идея метода заключается в следующем. Предполагается, что на наружной поверхности трубопровода без внедрения в него устанавливаются многоканальный блок гамма излучения (БГИ МК) и приемники излучения в виде блоков детектирования (БД).

Коллимированный луч гамма-излучения радионуклида Цезий-137 проникает сквозь стенку трубопровода и взаимодействует с ограниченным объемом контролируемой жидкости. При прохождении гамма-излучения



через вещество происходит преобразование энергии гамма-квантов в элементарных актах их взаимодействия с атомами и электронами среды [2].

Узкоколлимированные радиоизотопные источники излучения и приемник излучения располагаются в плоскостях поперечного сечения трубопровода таким образом, чтобы осуществлять измерение интенсивности прямого излучения, прошедшего сквозь исследуемую среду, и интенсивности излучения, рассеянного средой под определенными углами, контролируя различные области трубопровода. Этот процесс схематично представлен на рисунок 2.

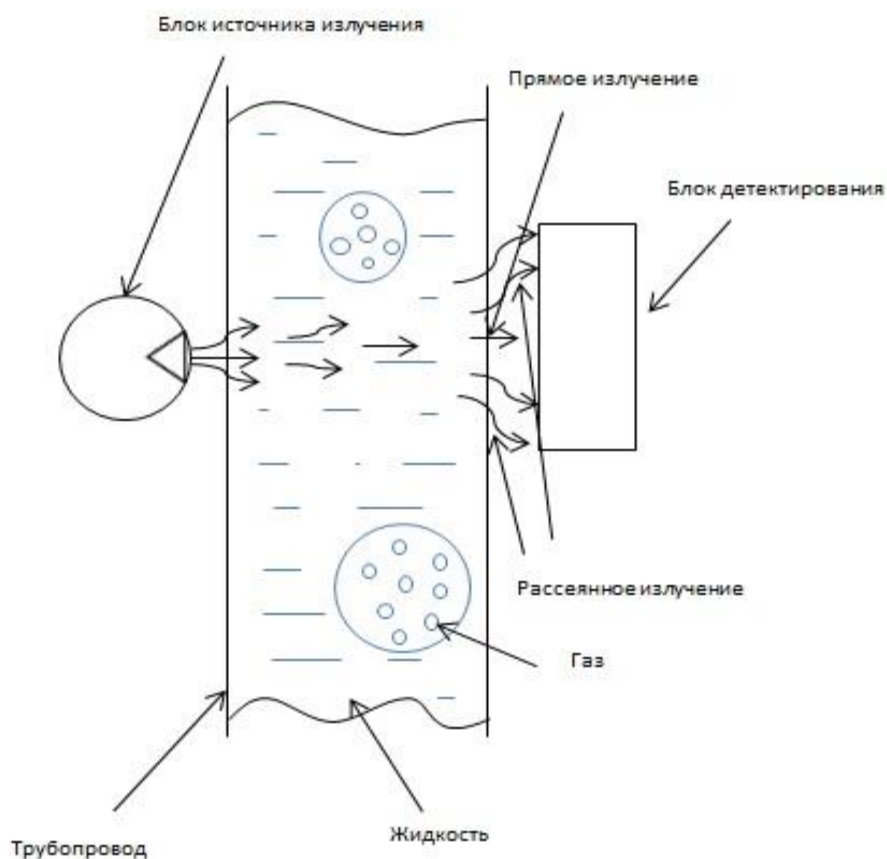


Рисунок 2 Схема движения и фиксирования прибором гамма-излучений в трубопроводе

По степени ослабления излучения и характеру пульсаций сигнала в определенном энергетическом спектре можно оценить измеряемый параметр среды, которая в данном случае является поглотителем излучения. При взаимодействии гамма-квантов в энергетическом диапазоне 400-800 кэВ с веществом происходит уменьшение потока в узком пучке измеряемого гамма-излучения, проходящего через вещество,

под действием фотоэлектрического поглощения гамма-квантов и выхода из узкого пучка при комптоновском рассеянии [1].

В результате этого, помимо ослабленных пучков прямого излучения, образуются потоки рассеянного излучения, распространяющиеся в среде во всех направлениях. Таким образом, информацию о контролируемой среде несут прямое и рассеянное излучение.

В соответствии с законом Гуго-Ламберто-Берра поток узкого пучка прямого гамма-излучения, прошедшего сквозь среду с постоянными во времени свойствами, толщиной  $d$  (м), определяется из соотношения:

$$N_{np} = N_{0np} \cdot \exp(-\mu_0 d) = N_{0np} \cdot \exp(-\mu \cdot \rho_{см} \cdot d),$$

где  $N_{0np}$ ,  $N_{np}$  – интенсивности или математические ожидания числа гамма-квантов, регистрируемых блоком детектирования при отсутствии и при наличии контролируемой среды соответственно;  $\mu_0$ ,  $\mu$  – линейный и массовый коэффициенты ослабления,  $\text{м}^{-1}$ ,  $\text{м}^2/\text{кг}$ ;  $\rho_{см}$  – плотность смеси,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Для рассеянного излучения характерно то, что оно распространяется во всем объеме контролируемой среды, многократно взаимодействуя с атомами вещества.

При проведении измерений интенсивности рассеянного излучения используется энергетическое окно от 200 до 400 кэВ. Интенсивность рассеянного излучения сложным образом зависит от плотности рассеивателя. При практическом отсутствии рассеивателя (малые значения плотности) интенсивность рассеянного излучения равна нулю. По мере возрастания плотности растет число рассеянных квантов. При этом, однако, возрастает вероятность поглощения и многократного рассеяния первоначально рассеянного кванта на пути к детектору. Поэтому функция проходит максимум и по мере дальнейшего увеличения плотности рассеивателя приближается к нулю.

Путем подбора энергии первичного кванта, взаимного положения и диаграмм направленности (коллимации) источника и детектора излучений (угла рассеяния и расстояния между областью рассеяния и детектором) можно добиться линейной зависимости интенсивности рассеянного под определенным углом излучения от плотности рассеивателя:

$$N_{расс} = N_{0расс} \cdot (1 - \mu d \rho),$$

Вторичное гамма излучение имеет широкий энергетический спектр. Мягкая и жесткая части спектра разделяются при детектировании и образуют независимые сигналы измерительной информации –  $N_{np}$  и  $N_{расс}$ .  $N_{np}$  соответствует жесткой части спектра, а  $N_{расс}$  – мягкой. Далее эта информация идёт на блок управления и обработки информации (БУОИ), где с помощью формул идёт подсчёт требуемых параметров. Плотность смеси вычисляется по следующей формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\ln\left(\frac{N_{0\text{расс}}}{N_{\text{расс}}}\right) - b \times \ln\left(\frac{N_{0\text{нр}}}{N_{\text{нр}}}\right)}{a},$$

где  $N_{0\text{нр}}$ ,  $N_{0\text{расс}}$ ,  $a$ ,  $b$  – градуировочные коэффициенты.

Объемная доля воды в сырой нефти вычисляется по следующей формуле:

$$W = \frac{k_1 \times \frac{\ln\left(\frac{N_{0\text{нр}}}{N_{\text{нр}}}\right)}{\ln\left(\frac{N_{0\text{расс}}}{N_{\text{расс}}}\right)} - k_2}{k_3 - k_4 \times \frac{\ln\left(\frac{N_{0\text{нр}}}{N_{\text{нр}}}\right)}{\ln\left(\frac{N_{0\text{расс}}}{N_{\text{расс}}}\right)}},$$

где  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$  – градуировочные коэффициенты.

Объемная доля свободного газа в сырой нефти вычисляется по следующей формуле:

$$\varphi = 1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_{н} + W \times (\rho_{в} - \rho_{н})},$$

где  $\rho_{в}$ ,  $\rho_{н}$  – плотность воды и нефти соответственно.

Из приведенных формул видно, что для определения плотности нефтяной смеси и объемной доли воды в сырой нефти необходимо задать следующие коэффициенты:  $N_{0\text{нр}}$ ,  $N_{0\text{расс}}$ ,  $a$ ,  $b$  – определяются при первичной и периодической поверке;  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$ ,  $\rho_{в}$ ,  $\rho_{н}$  – определяются непосредственно на той нефти, на которой планируется проводить измерения.

Необходимость использования высокоточного измерителя плотности нефти для повышения точности учета ее расхода диктуется целым рядом особенностей, присущих российским нефтепроводам. К ним относятся: большая протяженность линий, низкое качество подготовки нефти, климатические условия и, не в последнюю очередь, человеческий фактор.

Учитывая стремление к автоматизации технологического процесса и к получению покомпонентного состава нефтегазоводяной смеси, с целью минимизации нежелательных последствий и намного более точного коммерческого учёта нефти, следует использовать радиоизотопный метод.

Его преимущество заключается в следующем [3]:

- отсутствие контактов эквивалентов измерительного оборудования с потоком контролируемой среды. Не создается дополнительного гидравлического сопротивления потоку, не изменяется его форму, скорость и направление движения;

- не требуется предварительной подготовки потока (сепарации и гомогенизации);

- нет ограничений на физико-химические свойства контролируемой среды (температура, давление, вязкость, агрессивность);

- нет чувствительности к отложениям смол и парафинов и так далее.

Самым главным преимуществом является то, что предложенный метод позволяет измерять плотности и концентрации нефти, свободного газа и воды гетерогенного нефтегазоводяного потока. При этом ожидаемая абсолютная погрешность измерения плотности не должна превысить в данном случае  $0,001 \text{ г/см}^3$ , относительная погрешность по концентрации воды -  $\pm 5\%$ , газа -  $\pm 0.2\%$ .

### **Список использованных литературных источников**

1. Беспалов В. И. Взаимодействие ионизирующих излучений с веществом: учеб. пособие для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 370с.
2. Изотов В.В. Эффект Комптона: Методическое пособие к лабораторным работам по атомной и ядерной физике / В.В. Изотов, О.А. Аникеев, А.Г. Дыганов – Зеленодольск: изд-во ЗФ КГУ, 2007.–18с.
3. И. Н. Войтюк. Целесообразность применения радиоизотопного метода контроля газонефтеводной смеси при транспортировке товарной нефти. Наука и мир. - Волгоград: изд-во "Научное обозрение", №4(20), 2015, с. 48-51.

# РАЗРАБОТКА АДАПТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАГРУЖЕННОСТЬЮ СЕТИ СВЯЗИ В СИСТЕМАХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ (ADAPTIVE ALGORITHMS DEVELOPMENT FOR CONTROL OF NETWORK LOAD IN OIL AND GAS REMOTE CONTROL SYSTEMS

Зебзеев А.Г.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Малышенко А.М.)

ТомскНИПИнефть

В настоящее время на предприятиях нефтегазодобычи увеличивается число автоматизируемых объектов, модернизируется старое технологическое оборудование, с повышением объемов автоматизации и общего количества задач управления производственными процессами, а также ужесточаются требования эксплуатационных служб к быстродействию систем сбора, обработки и передачи промысловой информации. Значительная удаленность объектов управления затрудняет организацию на всем производственном комплексе высокоскоростной системы передачи данных. Среди существующих режимов передачи данных наиболее быстродействующим является спорадический (событийный) [1]. Однако выбор значений порогов изменения непрерывных параметров (апертур телеизмерений) не регламентируется, а использование статических значений апертур не позволяет рационально использовать информационный ресурс сети связи за счет больших колебаний реальной загруженности сети связи (рисунок 1).

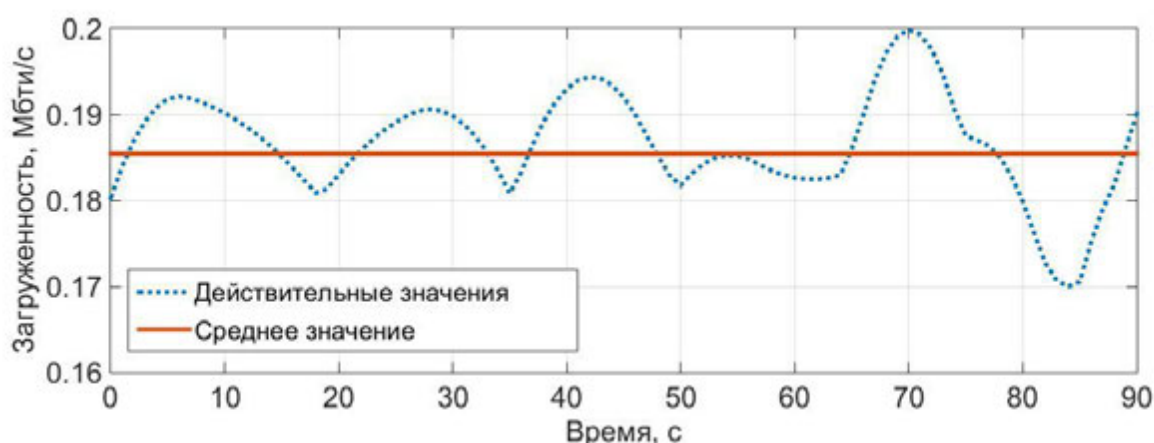


Рисунок 1. Показатели загруженности сети связи при спорадической передаче данных

Решением данной проблемы является применение адаптивных алгоритмов управления загруженностью сети связи на основе динамического расчета оптимальных значений апертур телеизмерений, реализованных с

учетом характеристик оборудования связи и особенностей технологических процессов [1].

С другой стороны, анализ требований к достоверности визуализации информации на экране диспетчера и достоверности их сохранения в базе данных показал целесообразность применения разных значений апертур с возможностью реализации блочной спорадической передачи данных. Для этого в работе [2] было введено понятие двух уровней апертур и описан алгоритм формирования блока данных прикладного уровня. Приведем введенные понятия апертур.

Апертурой первого уровня  $\Delta_1(x_i)$  измеряемого параметра  $x_i(t)$  называется абсолютное или относительное значение порога чувствительности параметра  $x_i(t)$  к изменениям значения его текущей величины  $x_i(t_{\text{Тек}})$  относительно последнего отправленного значения  $x_i(t_0)$ , при достижении которого необходима спорадическая передача  $x_i(t_{\text{Тек}})$  на диспетчерский уровень без возможности отложенной отправки (т.е. при  $t_{\text{Тек}} > t_0$ ). Границы значений апертур первого уровня определяются требованиями к достоверности данных визуализации на экране диспетчера «снизу» и допустимой погрешностью измерения параметра «сверху».

Апертурой второго уровня  $\Delta_2(x_i)$  измеряемого параметра  $x_i(t)$  называется абсолютное или относительное значение порога чувствительности параметра  $x_i(t)$  к изменениям значения его текущей величины  $x_i(t_{\text{Тек}})$  относительно последнего из значений: отправленного значения  $x_i(t_0)$  или добавленного в блок данных с возможностью отложенной отправки  $x_i(t_0)$ ,  $t_{\text{Тек}} > \max(t_0, t_0)$ , при достижении которого необходимо добавление  $x_i(t_{\text{Тек}})$  в блок данных с возможностью отложенной отправки (т.е. при  $t > t_{\text{Тек}}$ ). Границы значений апертур второго уровня определяются требованиями к достоверности сохранения информации в базе данных «снизу» и допустимой погрешностью измерения параметра «сверху». Апертура второго уровня отличается от апертуры первого уровня тем, что допускает возможность отложенной отправки.

Значения апертур значительно влияют на загруженность сети связи с одной стороны, и на достоверность передачи данных с другой. В этих условиях закономерной является постановка задачи многокритериальной оптимизации. Одним из основных требований к разработке оптимизационного алгоритма является невысокая вычислительная сложность выполнения в режиме реального времени. Наименьшей вычислительной сложностью динамического определения апертур среди рассмотренных вариантов характеризуется подход с использованием обобщенных значений апертур для всех параметров и индивидуальных масштабирующих коэффициентов:

$$\Delta_{rel1(2)}(x_i) = \bar{\Delta}_{rel1(2)} \times k_{m1(2)}(x_i) = \frac{\Delta_{1(2)}(x_i) - \Delta_{1(2)min}(x_i)}{\Delta_{1(2)max}(x_i) - \Delta_{1(2)min}(x_i)};$$

где  $\Delta_{1(2)max}(x_i)$ ,  $\Delta_{1(2)min}(x_i)$  – максимальные и минимальные значения апертуры первого (второго) уровней, соответственно;  $k_{m1(2)}(x_i)$  – индивидуальный масштабирующий коэффициент для апертуры первого (второго) уровня параметра  $x_i(t)$ ;  $\bar{\Delta}_{rel1(2)}$  – относительное обобщенное для всех параметров значение апертуры первого (второго) уровня;  $\Delta_{rel1(2)}(x_i)$  – относительное значение апертуры первого (второго) уровня параметра  $x_i(t)$ .

Критериями оптимальности управления сетевыми потоками промышленных данных приняты условия максимально возможной достоверности:

$$\sum_{i=1}^n \Delta_{rel1(2)}(x_i) = \sum_{i=1}^n \Delta_{rel1(2)}(k_{m1(2)}(x_i), \bar{\Delta}_{rel1(2)}) \rightarrow \text{Min},$$

где  $n$  – количество контролируемых параметров телеизмерений, с ограничением загруженности канала связи, определяемым выражением:

$$L - (Q_{data}(\Delta_{1,2}(x_i), x'_i) + Q_{serv}(\Delta_{1,2}(x_i), x'_i)) \geq 0, \quad (1)$$

где  $L$  – допустимая загруженность (бит/с) канала связи в единицу времени;  $Q_{data}(\Delta_{1,2}(x_i), x'_i)$ ,  $Q_{serv}(\Delta_{1,2}(x_i), x'_i)$  – объемы технологической и служебной информации (бит/с) в единицу времени, являющиеся функционалами от значений апертур и скоростей изменения телеизмерений  $x'_i$ .

При реализации оптимального управления сетевыми трафиками систем телемеханики для наиболее рационального использования каналов связи в первую очередь необходимо обеспечить выполнение условия минимальных значений апертур второго уровня, что определяет использование данного критерия в качестве основного. При этом оптимальное значение апертуры второго уровня достигается при равенстве обобщенной апертуры первого уровня области значений, включающей «1». Поэтому при выполнении основного критерия достаточно установить:  $\bar{\Delta}_{rel1} = 1$  и не производить дополнительных вычислений  $\bar{\Delta}_{rel1}$ , пока  $\bar{\Delta}_{rel2} \neq 0$ .

Для решения задачи расчета оптимальных значений апертур в режиме реального времени в работе [1] было предложено применение нечеткой логики на основе алгоритма Мамдани.

В этом случае значения апертур вычисляются посредством сложения со значениями выходных переменных (корректирующими отклонениями), установленных нечеткими алгоритмами:

$\bar{\Delta}_{rel1(2)}[mT] = \bar{\Delta}_{rel1(2)}[mT-1] + d\bar{\Delta}_{rel1(2)}$ , где  $\bar{\Delta}_{rel1(2)}[mT]$  – значение обобщенной апертуры, устанавливаемое на некотором такте  $[mT]$  выполнения алгоритма;  $\bar{\Delta}_{rel1(2)}[mT-1]$  – значение обобщенной апертуры, установленное на предыдущем такте  $[mT-1]$  выполнения алгоритма,  $d\bar{\Delta}_{rel1(2)}$  – корректирующее отклонение, которое является выходной величиной нечеткого алгоритма.

В качестве входных параметров нечетких алгоритмов принят набор значений, учитывающих рассогласование с максимальной загруженностью канала связи  $\Delta L(t)$ , масштабирующие коэффициенты  $K_{m1(2)}$  и текущие размеры обобщенной апертуры  $\bar{\Delta}_1(2)$ . Указанные входные значения вычисляются с помощью формализованной прогнозирующей аналитической модели или определяются как действительные величины непосредственно при выполнении блочной передачи данных в зависимости от выбранной структуры модели управления.

Модели типа Мамдани более точно отражают суждение человека-оператора в базе знаний и правил. Отказ от использования математических функций в результирующей части правил позволяет создавать прозрачные для человека-эксперта правила, что приводит к более полноценной интеграции его опыта в базе правил. Однако настройка нечеткой системы требует больших трудозатрат эксперта. Поэтому более целесообразным является применение способов автоматической настройки нечетких систем на основе аналитических данных (обучающих выборок). Как известно [3], модели Сугено более легко поддаются автоматической настройке, а при выполнении алгоритма позволяют использовать меньше вычислительных ресурсов, чем алгоритм Мамдани. Это определяет перспективность использования алгоритмов Сугено для поставленных задач управления сетевыми трафиками.

**Настройка нечеткой системы Сугено.** Для реализации автоматической настройки нечеткой системы авторами статьи был выбран комплексный пакет моделирования Matlab, позволяющий реализовать все компоненты модели управления сетевыми трафиками. Процедура настройки выполняется с использованием гибридных нейро-нечетких сетей, предложенной Янгом (Jang) в работе [4]. Такая сеть является изоморфной нечеткому алгоритму, что упрощает алгоритм обучения нейронных сетей при настройке нечеткой модели. Однако важным вопросом остается создание обучающей выборки.

Для достижения необходимой точности управления обучающая выборка должна максимально охватывать возможные состояния объекта управления с требуемой достоверностью. Область определения параметров может быть установлена на основе ретроспективных данных объекта управления или близкого к нему по условиям эксплуатации. При этом



оптимальные отклонения обобщенных апертур от их текущих значений могут быть вычислены любым из способов оптимизации, обеспечивающим необходимую точность вычисления значений апертур в соответствии с критериями оптимальности.

Предлагаемая аналитическая модель вычисления ограничений (1) позволяет реализовать итерационные алгоритмы поиска оптимальных значений апертур. При решении подобных задач оптимизации нелинейных функций с ограничениями в последнее время широкую популярность получили методы, обладающие относительной стойкостью к попаданию в локальный экстремум – эволюционные методы поиска оптимальных решений, и особенно генетические алгоритмы [5]. Форма представления обучающих выборок нечетких систем приведена в таблице 1.

Таблица 1. – Обучающая выборка для настройки нечеткой модели

$\Delta L(t_1)$	$\bar{\Delta}_{rel2}(t_1)$	$K_{m2}(t_1)$	$d\bar{\Delta}_{rel2}(t_1)$
$\Delta L(t_2)$	$\bar{\Delta}_{rel2}(t_2)$	$K_{m2}(t_2)$	$d\bar{\Delta}_{rel2}(t_2)$
...	...	...	...
$\Delta L(t_z)$	$\bar{\Delta}_{rel2}(t_z)$	$K_{m2}(t_z)$	$d\bar{\Delta}_{rel2}(t_z)$

### Вычислительные эксперименты и результаты их вычислений

Приведем результаты исследований, выполненных при моделировании и анализе разработанных алгоритмов на примере использования ретроспективных данных системы телемеханики одного из нефтедобывающих предприятий Западно-Сибирского региона. Пусть система телемеханики контролирует 15 площадок нефтяных скважин с механизированным способом добычи (по 180 телеизмерений и 75 телесигнализаций на каждой) и 15 площадок нефтяных скважин с фонтанной добычей (по 46 телеизмерений и 34 телесигнализаций на каждой). Обобщенная структура модели управления приведена на рисунке 2.

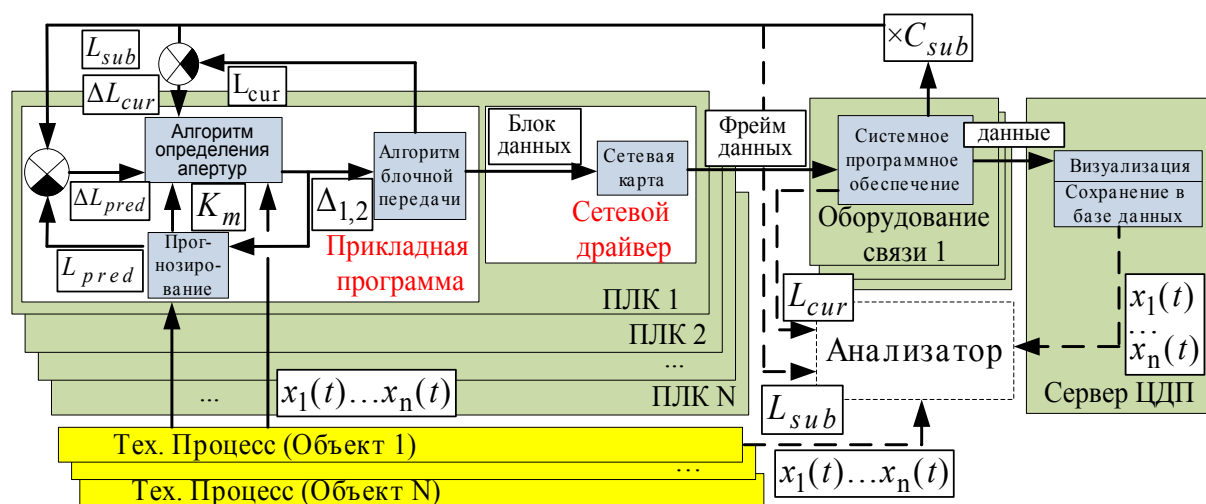


Рисунок 2. – Модель системы сбора, обработки и передачи данных

Важнейшим вопросом реализации алгоритмов управления является способ определения входных переменных. В работе рассматриваются 2 варианта их определения:

- непосредственное определение фактических значений;
- прогнозирование значений с использованием математической модели.

Основные различия свойств данных вариантов заключаются в разных значениях точности и времени вычисления.

Фактические или прогнозируемые параметры  $K_{m1(2)}$  подаются на вход алгоритма определения апертур. Фактическое или прогнозируемое значение загруженности сравнивается с его заданным значением  $L_{sub}$ , после чего величина их рассогласования  $L$  также подается на вход алгоритма определения апертур, результат выполнения которого формирует требования к процедуре блочной передачи данных. Блок данных, сформированный прикладной программой, проходит процедуру инкапсуляции и через оборудование связи передается на сервер центрального диспетчерского пункта. Величина загруженности  $L_{sub}$  каналов связи формируется исходя из характеристик оборудования связи. Для оценки предлагаемых методов управления сетевым трафиком в модели используется дополнительный блок, выполняющий функции анализатора. В данном блоке реализуется сравнение результатов передачи данных (погрешности визуализации и архивирования данных), а также показателей действительной загруженности  $L_{cur}$  канала связи с заданными значениями  $L_{sub}$ .

Для оценки точности алгоритмов управления предположим, что аналитическое выражение (1) вычисления загруженности сети связи является абсолютно достоверным. В этом случае показатели точности

регулирования загруженности сети связи с помощью нечетких и генетического алгоритмов приведены в таблице 2.

Таблица 2. – Показатели точности регулирования загруженности сети связи

Процедуры вычислений	Усредненные значения погрешности поддержания загруженности канала передачи связи	
	при использовании нечетких алгоритмов, %	при использовании генетического алгоритма, %
Вычисление апертуры первого уровня	0,416	менее 0,01
Вычисление апертуры второго уровня	0,671	

Как показал анализ экспериментальных данных, применение нечеткой модели позволяет управлять загруженностью сети связи с достаточной точностью.

Стоит отметить, что реальная погрешность аналитического выражения (1) существенно зависит от устанавливаемых значений апертур. Так при больших значениях обобщенных апертур погрешность становится значительной.

Вычисление фактических значений загруженности характеризуется:

- наименьшим временем вычисления;
- при высоких значениях скорости передачи данных (более 4 Кбит/с) наибольшей точностью (погрешность в среднем менее 1%);
- при низких значениях скорости передачи данных (менее 2 Кбит/с) большой инерционностью (погрешность более 5%).

В ходе экспериментального исследования также установлены значения относительной погрешности визуализации информации на экране диспетчера и сохранения информации в базу данных (см. таблицу 3) при различных режимах передачи данных: циклическом, периодическом, обычном спорадическом и блочном спорадическом с динамическим установлением апертур. Расчет проводился при для значения скорости передачи данных базовой станции, равной 2048 Кбит/с.

Таблица 3. – Показатели точности регулирования загруженности сети  
связи

Режимы передачи данных	Средняя относительная погрешность визуализации, %	Средняя относительная погрешность сохранения в БД, %
Циклическая передача данных	0,19	0,013
Периодическая передача данных	0,03	0,005
Спорадическая передача данных	0,042	0,0063
Блочная спорадическая передача данных с динамическим установлением апертур	0,0072	0,0015

Экспериментальные данные показывают, что наибольшая достоверность достигается при использовании блочной спорадической передачи данных.

### Заключение

В работе предлагается подход к разработке адаптивных алгоритмов управления загруженностью сети связи в системах телемеханики нефтегазодобычи на основе нечетких моделей типа Сугено. Автоматическая настройка нечеткой модели на основе аналитических данных, полученных с использованием генетических алгоритмов, позволяет реализовать управление загруженностью сети связи с достаточной точностью. Использование математической модели прогнозирования загруженности сети связи во многих случаях приводит к большей погрешности управления, чем при вычислении ее фактических значений. Однако модель прогнозирования загруженности требуется для автоматической настройки нечетких систем. Показано, что применение блочной спорадической передачи данных эффективнее стандартных режимов телекоммуникационных протоколов.

### Список использованных литературных источников

1. Зебзеев, А.Г. Алгоритм определения апертур телеизмерений в системах диспетчерского управления нефтедобычей / А.Г. Зебзеев // Прикаспийский журнал. Управление и высокие технологии. – 2015. – № 3. С. 167–185.
2. Зебзеев, А.Г. Метод блочной спорадической передачи данных с динамическим установлением апертур телеизмерений в системах телемеханики / А.Г.Зебзеев // Автоматика и программная инженерия. – 2015 – №1. – С. 37–45.
3. Рубанов, В.Г. Интеллектуальные системы автоматического управления. Нечеткое управление в технических системах [Электронный ресурс] / В.Г.Рубанов, А.Г.Филатов, И.А.Рыбин. – 2015. – Режим доступа: <http://nrsu.bstu.ru/>
4. Jang, J. ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System // IEEE Trans. Systems&Cybernetics. – 1993. – Vol. 23. – P. 665–685.
5. Панченко Т.В. Генетические алгоритмы: учебно-методическое пособие/ Т.В.Панченко. – Астрахань: АГУ, 2007. – 87 с.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ  
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО  
(NUMERICAL SIMULATION OF ACIDIZING WELL BOTTOM ZONE BY  
MONTE-CARLO METHOD)**

Львова М.Л.

(научный руководитель: к.ф.м.н. Демьянов А.Ю.)

МФТИ (ГУ), Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже  
(Schlumberger Moscow Research, SMR)

В нефтяной промышленности при бурении скважины, либо в процессе ее эксплуатации наблюдается снижение показателей проницаемости и пористости вблизи интервала перфорации, уменьшение производительности или приемистости скважин. Фильтрационные свойства ухудшаются в результате образования солей, набухания глинистых пород, отложения продуктов коррозии в перфорированной части ствола. Существуют различные методы восстановления и улучшения гидравлической связи скважины с пластом.

Для многих пород наиболее результативным способом воздействия является кислотная обработка призабойной зоны скважины. При определении параметров химической реакции инженерам необходимо учитывать множество аспектов, влияющих на скорость и интенсивность взаимодействия реагента и породы, таких как концентрация кислоты, её количество, давление при обработке, температура на забое, характер почвы и влияние продуктов реакции. Для любого специалиста это сложная многофакторная задача. В качестве вспомогательного инструмента предлагается использование численного моделирования процесса химической обработки скважины. Визуализация динамики изменения фильтрационных характеристик для выбранного комплекса параметров и последующий анализ результатов позволили бы расширить возможности инженера и повысить качество проводимых испытаний на скважинах.

Программный комплекс может основываться на конечно-разностном решении системы уравнений фильтрации и уравнений, описывающих химические превращения. Однако для учета особенностей геологического строения породы на малых масштабах и получения достоверного результата необходимо использовать пространственную сетку с локальным измельчением. Увеличение количества расчетных ячеек неизбежно приводит к резкому росту времени счета, что сделало бы модель недостаточно гибкой и практичной.

Основой предлагаемого в данной работе подхода является метод Монте-Карло, позволяющий построить и исследовать некоторые реальные явления и процессы при помощи моделирования случайных величин. Метод Монте-Карло использует различные предельные соотношения теории вероятностей, из которых следует необходимость в большом количестве реализаций для получения корректных результатов [1]. Однако

одним из явных преимуществ вероятностного метода состоит в естественном распараллеливании, так как в данном случае движение частиц и их траектории независимы друг от друга, а зависят только от свойств среды и сил, воздействующих на них.

Многие физико-химические процессы сложны как для описания, так и для изучения. Модель, соответствующая такому явлению, позволяет при некоторых допущениях и предположениях адекватным образом отразить действительность. Аппроксимируем распространение раствора кислоты в коллекторе процессом переноса химически активных частиц в поле скорости. Для моделирования процесса переноса широко применяется метод Монте-Карло, алгоритм которого подробно описан в различных источниках [1],[2].

Моделирование процесса происходит в предположении, что пласт насыщен только водой. Непрерывный процесс инъекции водного раствора кислоты аппроксимируем дискретным процессом с некоторым достаточно малым промежутком времени  $\Delta t$ . В начале каждого временного интервала в перфорационных отверстиях генерируются частицы, затем в соответствии с методом Монте-Карло строятся их траектории.

Масса частицы соответствует массе группы молекул реагента, так как моделирование движения отдельных молекул приводит к непомерным расчетам. Скважина работает с постоянным дебитом в стационарном режиме и в равные промежутки времени генерируется фиксированное количество частиц, можно определить массу одной частицы.

Под воздействием повышенного давления вблизи перфораций частицы стремятся переместиться в область с более низким давлением (рисунок 1).

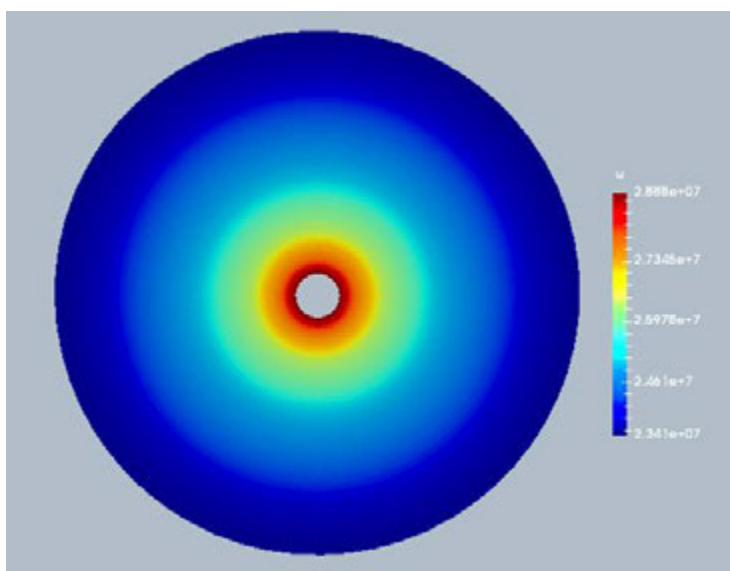


Рисунок 1а. Поле давления для плоского пласта

В плоском пласте поле давления вычисляется по формуле Дюпюи [3].

$$p(r) = p_k - \frac{p_k - p_0}{\ln\left(\frac{R_k}{r}\right)} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_0}\right)$$

Для пластов с более сложной геометрией поле давления определяем с помощью симулятора Eclipse компании Schlumberger [4]. Затем полученные данные вносятся в программу. На данном этапе разработки модели поле давления считается постоянным во времени.

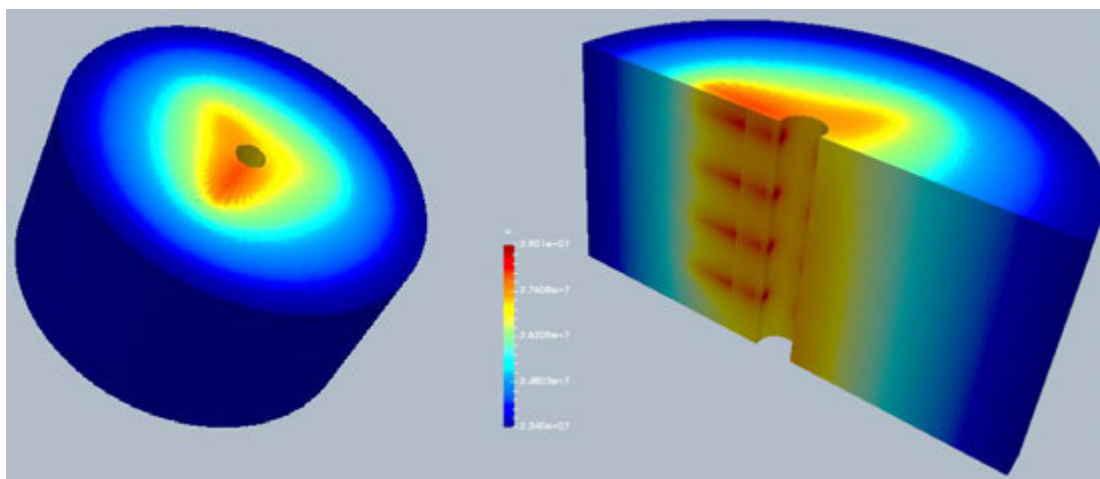


Рисунок 16. Поле давления для пространственного пласта (перфорационные отверстия располагаются по спирали с равным шагом по углу и по длине интервала перфорации)

Векторное поле скорости определяется по закону Дарси:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\eta} \cdot \nabla p$$

Необходимость в построении расчетной сетки объясняется также тем, что фильтрационные характеристики описывают свойства внутри малого конечного объема. Коэффициент пористости или пористость  $\varphi$ , определяется для некоторого элемента пористой среды как отношение объема  $V_p$ , занятого порами в этом элементе, к его общему объему  $V$  [3].

$$\varphi = \frac{V_p}{V}$$

В качестве первого приближения, значения фильтрационных характеристик можно считать постоянными в пространстве  $\varphi(x, y, z) = const$ . В действительности же в продуктивной части пласта присутствуют неоднородные области. Тогда характерное поле пористости можно описать гладко меняющимся в пространстве случайным полем с определенным радиусом корреляции. Такое поле можно получить в результате решения стохастического уравнения:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = D \cdot \Delta \varphi - A \cdot \varphi + \varepsilon,$$



где  $\varepsilon = \varepsilon(x, y, z)$  – случайный набор значений,  $r_{corr} = \sqrt{D/A}$  – радиус корреляции,  $\Delta$  - оператор Лапласа. Для решения данного уравнения применяется конечно-разностная схема первого порядка аппроксимации. Различные реализации построения поля пористости представлены на рисунке (рисунок 2).

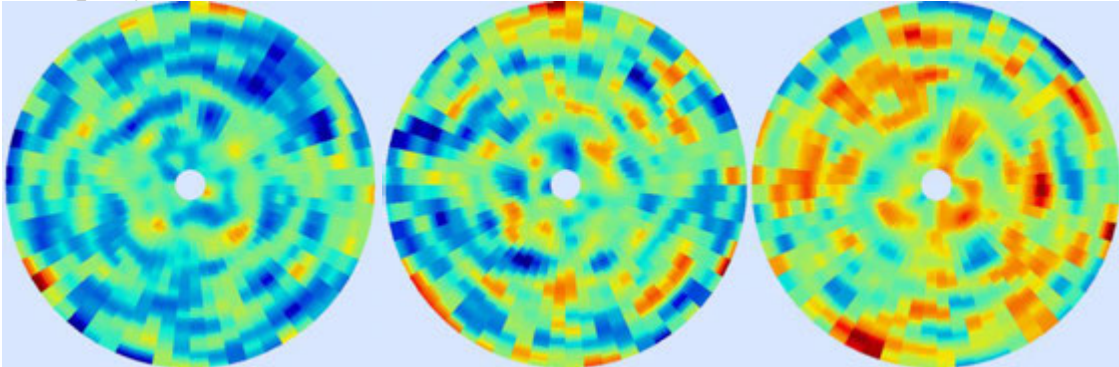


Рисунок 2а. Случайное поле пористости для плоского пласта

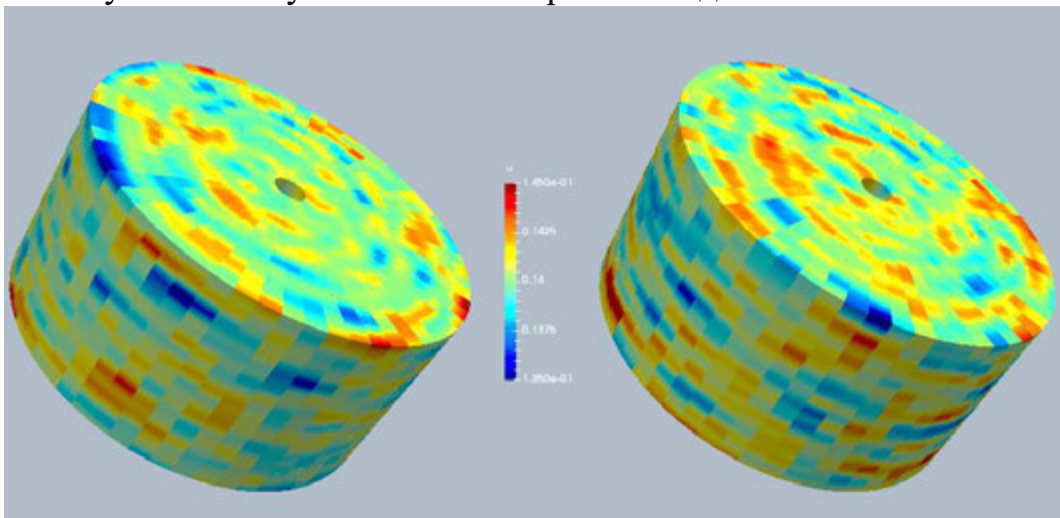


Рисунок 2б. Случайное поле пористости для трехмерного пласта

Коэффициент проницаемости не зависит от свойств жидкости и является чисто геометрической характеристикой пористой среды. В рамках капиллярной модели Козени-Кармана[5] проницаемость определяется как величина, зависящая от пористости и удельной поверхности, рассчитанной на единицу твердой фазы  $s_T$ :

$$k = \frac{1}{c \cdot s_T} \cdot \frac{\varphi^3}{(1 - \varphi)^2}$$

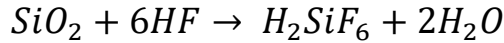
где  $c$  – постоянная Кармана, определяемая для каждой породы экспериментально. Удельная поверхность  $s_T$  зависит только от диаметра пор  $d$ :

$$s_T = \frac{6}{d}$$

Параметр  $d$  можно вычислить в лабораторных условиях. В данной работе не учитывается динамика изменения диаметра пор в результате воздействия реагента.

При моделировании переноса химически активных частиц к общему алгоритму метода Монте-Карло добавляется этап расчета реакции. После моделирования достаточно малого прямолинейного участка траектории частицы, движущейся по направлению вектора скорости, определяется взаимодействие с породой.

Моделируется следующая химическая реакция первого порядка:



В рассматриваемых условиях реакция протекает в одну сторону, образуя соль  $H_2SiF_6$  и воду. Данное взаимодействие характеризуется следующим кинетическим уравнением:

$$A + B \xrightarrow{k} S, \quad \frac{dC_A}{dt} = -k \cdot C_A \cdot C_B$$

Здесь  $C_i = C_i(t)$  - мольная доля вещества в смеси,  $k$  - константа скорости реакции.

$$C_A = \frac{n_A}{n_A + n_B}, \quad C_B = \frac{n_B}{n_A + n_B}$$

где  $n_i = \frac{m_i}{M_i}$  - число молей вещества  $i$  к общему числу молей веществ,  $m_i, M_i$  - масса и молярная масса компонента смеси  $i$  соответственно. Зная количество частиц  $n$  в ячейке и массу одной частицы  $m_q$  легко вычислим массу кислоты. Массу  $SiO_2$  в расчетной ячейке определим через плотность породы, коэффициент пористости и фиксированный геометрический объем ячейки.

$$n_{SiO_2} = n_A = \frac{\rho V \cdot (1 - \varphi)}{M_A}, \quad n_{6HF} = n_B = \frac{n \cdot m_q}{M_B}$$

$$C_A = \frac{1}{1 + \frac{n_B}{n_A}} = \frac{1}{1 + \frac{M_A \cdot n \cdot m_q}{M_B \cdot \rho V \cdot (1 - \varphi)}}$$

$$C_B = \frac{1}{1 + \frac{n_A}{n_B}} = \frac{1}{1 + \frac{M_B \cdot \rho V \cdot (1 - \varphi)}{M_A \cdot n \cdot m_q}}$$

Строим конечно-разностную схему первого порядка точности для кинетического уравнения моделируемой реакции:

$$\frac{C_A^1 - C_A^0}{\Delta \tau} = -k \cdot C_A^0 \cdot C_B^0$$

$$C_A^1 = C_A^0 \cdot (1 - k \cdot \Delta \tau \cdot C_B^0)$$

В результате дальнейших преобразований получим выражение для пористости в ячейке на новом временном слое:

$$\varphi^1 = 1 - \frac{I_1}{I_2 - I_1} \cdot \frac{M_A \cdot n \cdot m_{\text{ч}} \cdot (1 - k \cdot \Delta\tau)}{M_B \cdot \rho V}$$

$$I_1 = 1 - k \cdot \Delta\tau \cdot \left( \frac{1}{1 + \frac{M_B \cdot \rho V \cdot (1 - \varphi^0)}{M_A \cdot n \cdot m_{\text{ч}}^0}} \right), I_2 = 1 + \frac{M_A \cdot n \cdot m_{\text{ч}}^0}{M_B \cdot \rho V \cdot (1 - \varphi^0)}$$

Значение константы скорости реакции  $k$  определяется экспериментально. Данная величина выражает вероятность взаимодействия молекул веществ, энергии которых достаточно для осуществления реакции [6]. Тогда качественно химическое взаимодействие в используемом методе Монте-Карло можно моделировать при помощи равномерно распределенной случайной величины  $\gamma$ . При значении  $\gamma$ , превышающем константу скорости реакции, реагент продолжает свободно перемещаться в поле скорости. В противном случае, моделируемая частица кислоты вступает во взаимодействие с породой и выбывает из рассмотрения.

В конце каждого временного слоя происходит обновление значений пористости в расчетных ячейках. Новые значения проницаемости определяются, как и при построении начальных данных, по формуле Козени-Кармана. Изменения в поле проницаемости приводят к необходимости пересчитывать поле скорости. Результаты моделирования отражают характерные для данного процесса явления – образование каналов и пустот. Динамика изменения проницаемости для плоского пласта представлена на рисунке (рисунок 3).

Предложенная модель может дать пользователю качественное представление о динамике фильтрационных свойств. Устранение различных предположений из модели способствует ее совершенствованию и приближению к реальному процессу. Последовательное исключение допущений, сделанных в ходе построения модели, позволит изучить влияние различных факторов на имитацию процесса.

Наиболее эффективными подходами моделирования кинетики химических реакций является комплексный подход, содержащий в себе аналитические и экспериментальные методы. В лабораторных условиях необходимо изучать и анализировать влияние различных факторов на взаимодействие реагента и породы. Расширение и корректирование модели на основе результатов исследования повысит качество приближения реального процесса. Например, в реакцию зачастую вступают не молекулы кислоты, а ее гидраты. В таком случае, важно рассматривать перенос продуктов реакции и их влияние на динамику химического взаимодействия.

Рассматриваемый в модели параметр скорости химической реакции  $k$  считается постоянным. Однако экспериментальные исследования показывают, что для данной реакции эта величина зависит от ряда параметров, таких как температура, площадь контакта кислоты и породы  $S_T$ , активность. В рамках модели Козени-Кармана для отражения зависимости  $k$  от удельной поверхности необходимо корректно передать динамику изменения диаметра пор.

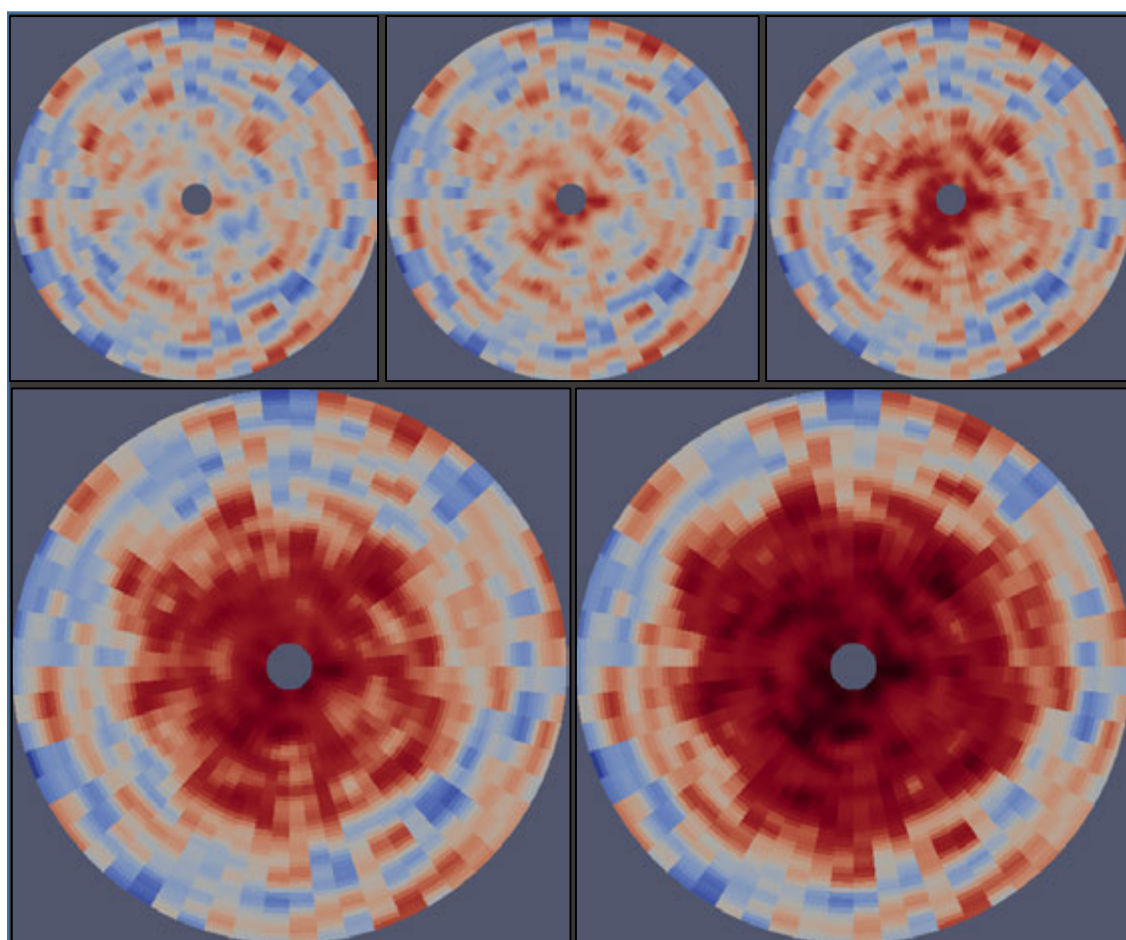


Рисунок 3. Динамика изменения поля проницаемости

### Список использованных литературных источников

1. Ермаков С.М., Михайлов Г.А. Курс статистического моделирования. – М.: Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1976. – 320 с.
2. Михайлов Г.А. Некоторые вопросы теории методов Монте-Карло. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1974. – 144 с.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
4. <http://www.sis.slb.ru/ECLIPSE/>

5. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. - 240с.

6. Федосеев А.М., Кетиков В.Н. Математическое моделирование кинетики сложных химических реакций: Ч. I. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 223 с.

# КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ МЕТОДАМИ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ (CLASSIFICATION OF GEOLOGICAL OBJECTS BY FUZZY LOGIC AND NEURAL NETWORKS)

Теплых Р.О.

(научный руководитель: доцент Иткин В.Ю.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В результате сканирования керна были получены плоские изображения геологических объектов (рисунок 1), которые согласно [1] можно классифицировать по двум показателям: окатанность (одинаковость размеров зерна в разных направлениях) и изометричность (степень сглаженности первоначальных рёбер обломков осадочных пород).

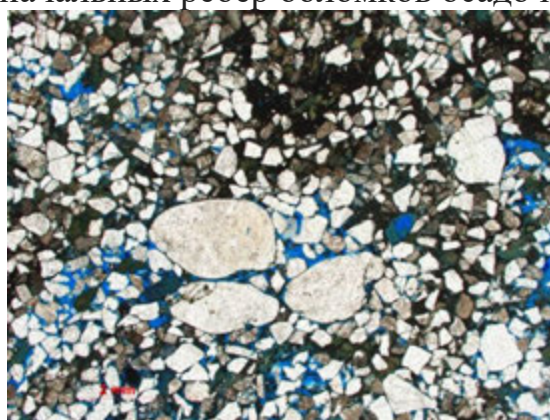


Рисунок 1. Срез керна

Каждый срез содержит сотни объектов, поэтому ручная классификация является очень трудоемкой. В данной работе предлагаются два метода автоматической классификации – нечеткая логика и нейронные сети.

Исходные данные представляют собой таблицу геометрических параметров: площадь  $S$ , периметр  $P$  и удлинение  $L$  геологических объектов. На основании этих показателей программа автоматической классификации должна отнести объект к одному из 9-ти классов (см. рисунок 2).

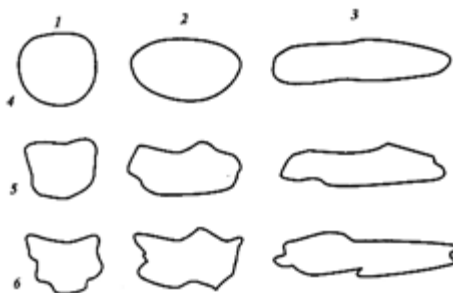


Рисунок 2. Формы обломочных пород

Формы 1–3 подразделяют объекты по соотношению размеров: 1 – изометричные, 2 – удлинённые, 3 – резко удлинённые. Формы 4–6 подразделяют их по степени окатанности: 4 – окатанные, 5 – полуокатанные, 6 – неокатанные (угловатые).

Параметры объектов, представленных на рисунке 2, легли в основу эталонной (обучающей) выборки для систем автоматической классификации.

Центральное понятие нечеткой логики – система нечеткого вывода. Она состоит из входных и выходных переменных, а также правил, по которым выходные переменные вычисляются через входные (см. [2]).

На вход данной системы поступают два параметра: отношение площади к периметру  $S/P$  с термами «окатанный», «полуокатанный» и «неокатанный» и удлинение  $L$  с термами «изометричный», «удлинённый», «резко удлинённый». На выходе – номер класса (рисунок 2, таблица 1), к которому объект будет отнесен системой нечеткого вывода. Параметры функций принадлежности термов настроены по эталонной выборке таким образом, чтобы функции принадлежности (рисунки 3 и 4) для объектов эталонной выборки возвращали значение 1, если объект принадлежит к данному классу, и 0 в противном случае. Таким образом, нечеткость в эталонной выборке будет исключена.

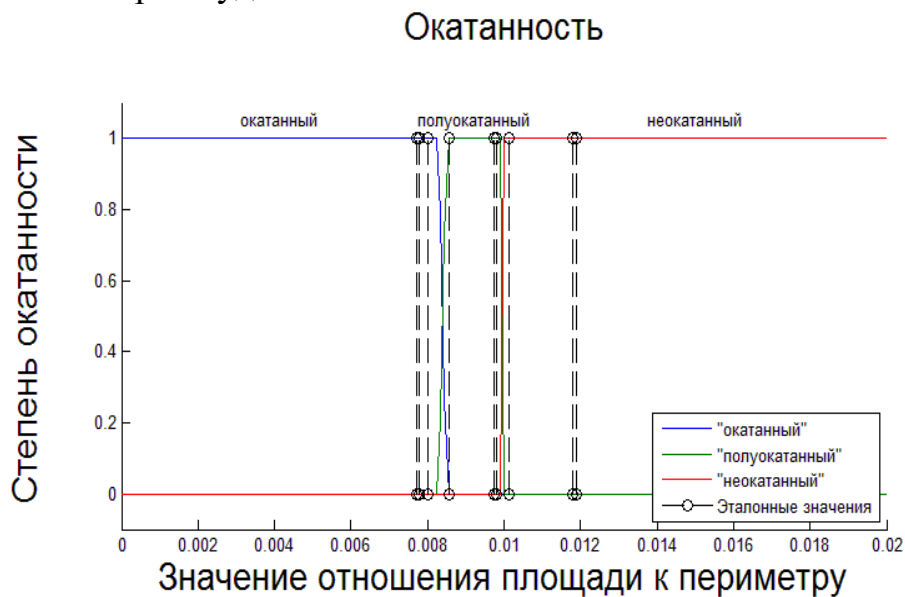


Рисунок 3. Графики функций принадлежности входной переменной *Окатанность*

## Изометричность

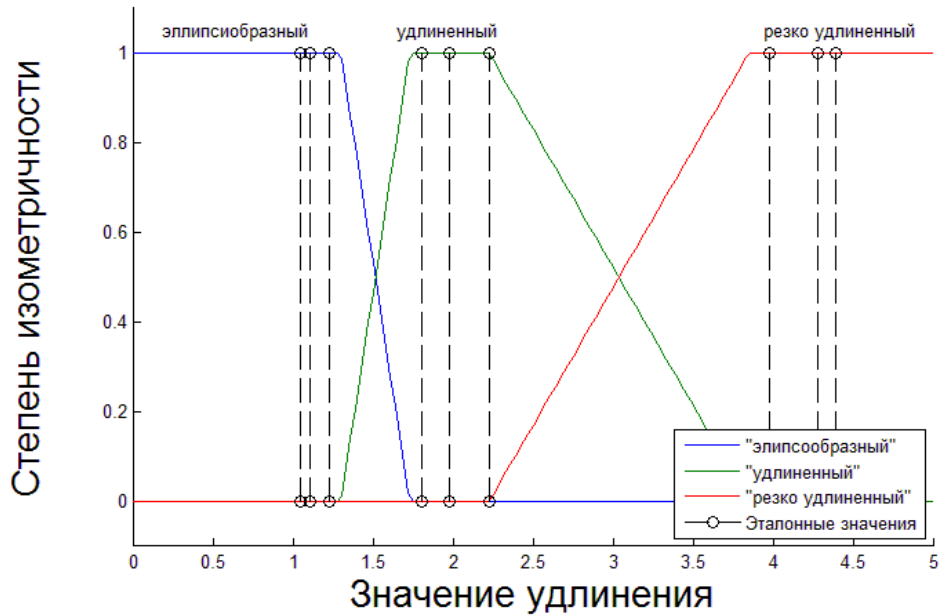


Рисунок 4. Графики функций принадлежности входной переменной *Изометричность*

На рисунках отмечены значения параметров объектов из эталонной выборки.

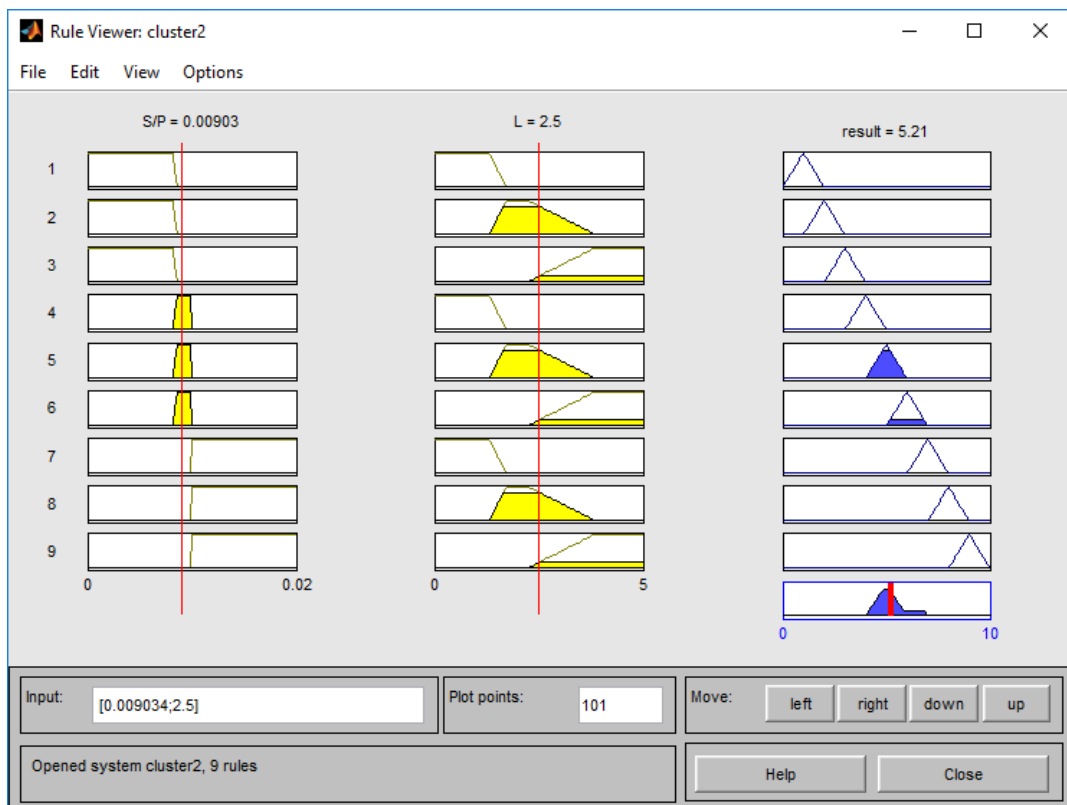


Рисунок 5. Правила в системе нечеткого вывода



Правила в системе нечеткого вывода относят объект к определенному классу, исходя из его удлинения и отношения площади к периметру. Выглядят эти правила для удлинения следующим образом.

- ЕСЛИ удлинение малое, ТО объект – изометричный.
- ЕСЛИ удлинение среднее, ТО объект – удлиненный.
- ЕСЛИ удлинение большое, ТО объект – резко удлиненный.

Для окатанности правила аналогичные.

- ЕСЛИ отношение площади к периметру малое, ТО объект – неокатанный.
- ЕСЛИ отношение площади к периметру среднее, ТО объект – полуокатанный.
- ЕСЛИ отношение площади к периметру большое, ТО объект – окатанный.

Эти правила были составлены в соответствии с эталонной (обучающей) выборкой (рисунки 6, 7 и таблица 1). Если сопоставить объекты по рисункам и таблице, то видно, что для «окатанных» объектов (1, 2, 3) сохраняется большое отношение площади к периметру, а удлинение изменяется от малого к большому. Поэтому удлинение определяет изометричность объекта, а отношение площади к периметру определяет степень его окатанности.

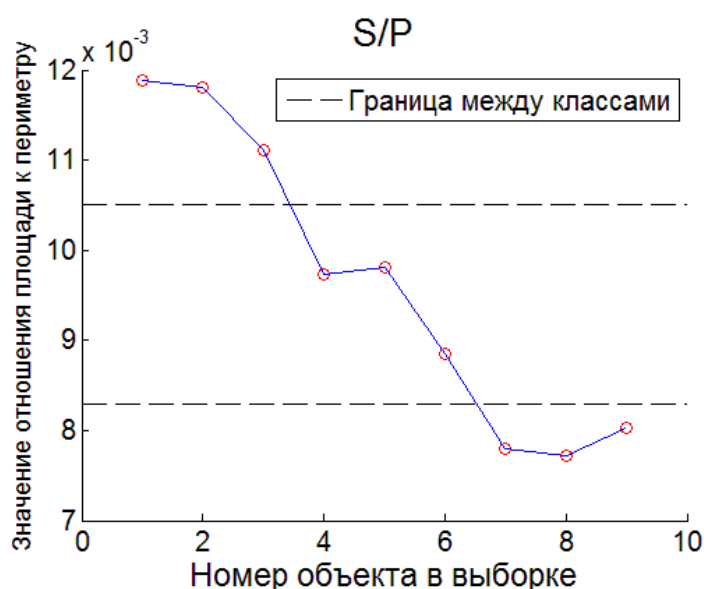


Рисунок 6. График зависимости отношения площади к периметру от номера объекта в обучающей выборке

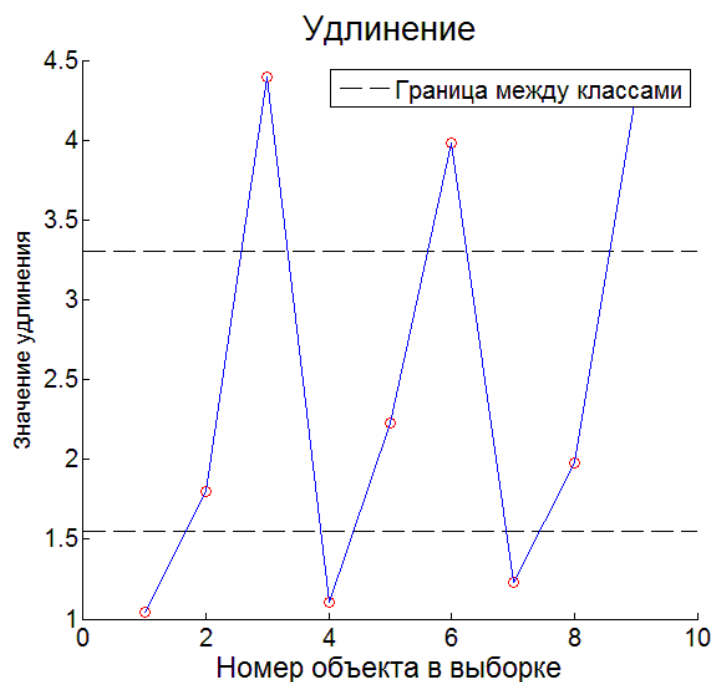


Рисунок 7. График зависимости удлинения от номера объекта в обучающей выборке

Таблица 1.– Соответствие классам объектов из эталонной выборки

	Окатанный	Полуокатанный	Неокатанный
Изометричный	1	4	7
Удлиненный	2	5	8
Резко удлиненный	3	6	9

В нейронной сети (см. [3]) используются те же параметры: отношение площади к периметру и удлинение в роли входных параметров и эталонные данные – в качестве обучающей выборки.

В работе используется сеть прямого распространения. Для её обучения был использован алгоритм обратного распространения ошибки. Были выбраны 4 слоя: входной, выходной и 2 скрытых. Для установления зависимостей использовались 3 нейрона в каждом из скрытых слоев. Это количество было подобрано опытным путём для наилучшей работы на обучающей выборке, так как использование большего количества нейронов и слоёв приводит к «запоминанию» эталонных объектов и неспособности классифицировать другие объекты, т.е. снижает качество работы сети и её классифицирующей способности.

Обучение проводилось за 75 циклов (эпох), максимальная ошибка определения – 0.05 (рисунок 8).

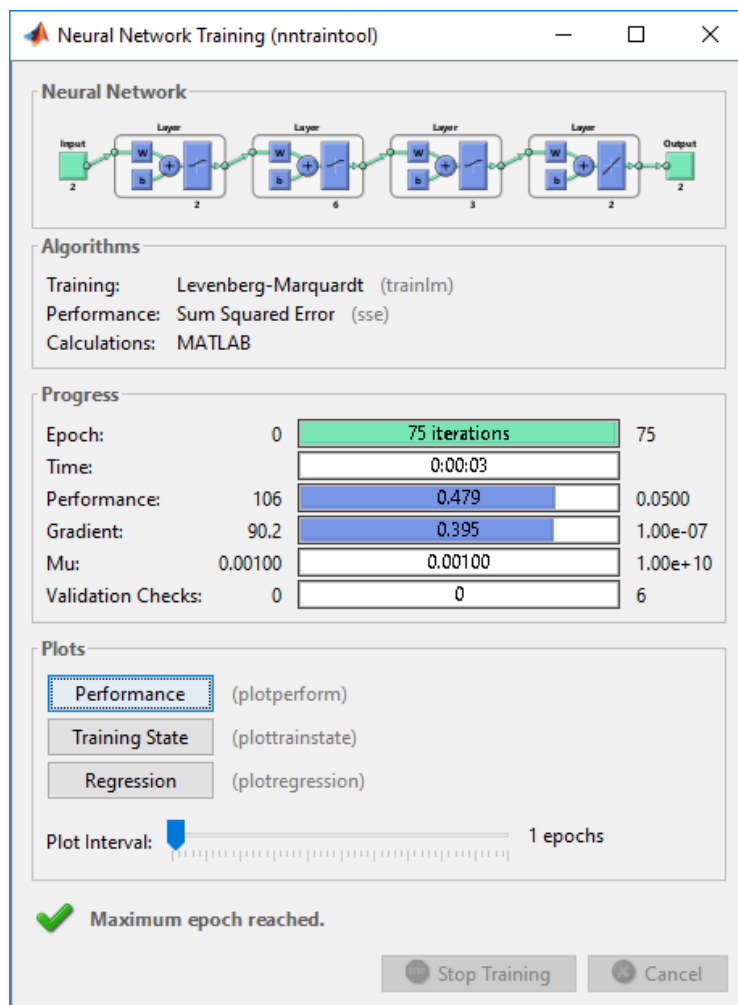


Рисунок 8. Настройка нейронной сети

С помощью этих методов были автоматически классифицированы более 1000 объектов. В 80% случаев оба метода привели к идентичным результатам. Выборочная проверка показала, что автоматическая классификация совпадает с классификацией специалиста. Таким образом, разработанные методы могут быть рекомендованы для практического применения при классификации геологических объектов.

### Список использованных литературных источников

1. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. Учеб. пособие для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. — 511с.
2. Леоненков А.В. Нечёткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. - СПб.: БХВ-Петербург, 2003. — 736 с.
3. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. Издательский дом Вильямс, 2008. — 1103 с.

# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ГИБРИДНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ АКТИВНЫХ И ПАССИВНЫХ ФИЛЬТРОВ

Зимин Р.Ю.

(научные руководители: профессор Абрамович Б.Н., доцент Сычев Ю.А.)  
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В условиях традиционных централизованных электрических сетей и систем распределенной генерации проблема обеспечения качества электрической энергии остается актуальной, так как в состав электротехнических комплексов ветроэнергетических установок, солнечных электростанций и микротурбинных установок, работающих на попутном нефтяном газе, входят силовые преобразователи, являющиеся основной причиной наличия гармонических искажений тока и напряжения, что приводит к несоответствию уровня качества электрической энергии нормам ГОСТ 32144-2013 и ведущих международных стандартов. Силовые преобразователи также получили широкое распространение в электрических сетях нефтегазодобычи, как основной элемент систем частотно-регулируемого электропривода электроцентробежных насосов.

За последние 20 лет созданы активные технические средства различной структуры и функционального назначения, которые способны при определенных условиях эффективно устранять высшие гармоники тока и напряжения, величину и длительность провалов и отклонений напряжения, компенсировать реактивную мощность. Также обоснована эффективность использования для компенсации высших гармоник гибридных систем, которые являются комбинацией пассивных фильтрокомпенсирующих устройств и указанных активных систем, и сочетают в себе при определенных условиях все их преимущества.

Гибридные системы коррекции формы кривых тока и напряжения могут быть классифицированы согласно следующим факторам:

- способу подключения активной и пассивной части к компенсируемой электрической сети;
- типу и количеству накопительных элементов в звене постоянного тока активной части;
- типу силового преобразователя (инвертор, работающий в режиме источника тока или напряжения);
- режиму работы активной части (компенсация высших гармоник или коррекция коэффициента мощности сети).

Так как основным видом нелинейной нагрузки как в условиях традиционных централизованных электрических сетей, так и систем распределенной генерации являются силовые преобразователи, в гармоническом спектре напряжения и тока сети преобладают канонические гармоники с номерами  $pk \pm 1$  ( $p$  – пульсность

преобразователя), например, 5, 7, 11, 13 и т.д. Таким образом, представляется целесообразным оценить эффективность влияния гибридных систем не только на величину суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, но и коэффициентов  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения по указанным каноническим гармоникам.

Разработан гибридный электротехнический комплекс на основе параллельного активного фильтра с выходным высокочастотным фильтром и пассивных фильтров, настроенных на подавление канонических высших гармоник. Для оценки уровня эффективности устранения высших гармоник разработана математическая имитационная модель электрической сети с распределенной генерацией, нелинейной нагрузкой и предложенным электротехническим комплексом.

Учитывая, что основная часть силовых преобразователей, как производимых, так и находящихся в текущей эксплуатации, выполнена на базе трехфазной мостовой схемы, при применении пассивных фильтров целесообразно настраивать их на подавление в первую очередь 5 и 7 гармоник.

Для компенсации высших гармоник тока, потребляемых нелинейной нагрузкой, при использовании гибридной системы коррекции, необходимо, чтобы она функционировала в режиме управляемого источника тока. В качестве подобной системы наиболее эффективно использование параллельного соединения пассивного фильтра и параллельного активного фильтра с емкостным накопительным элементом. Полученная гибридная система соединяется параллельно с компенсируемой нелинейной нагрузкой.

При комбинированном использовании двух приведенных технических средств создается электротехнический комплекс на основе совместной пассивной и гибридной фильтрации гармонических искажений. В этом случае в зависимости от режима энергопотребления и энергообеспечения в условиях распределенной генерации может возникнуть необходимость повторно-кратковременного режима работы пассивной и активной части, как совместно, так и по отдельности.

Для комплексной оценки эффективности компенсации высших гармоник тока и напряжения предложенным гибридным электротехническим комплексом разработана математическая имитационная модель электрической сети с распределенной генерацией и нелинейной нагрузкой (НН). В процессе моделирования анализировались три основных режима компенсации высших гармоник (см. рисунок 1):

- компенсация искажений пассивными фильтрокомпенсирующими устройствами (ПФ5 и ПФ7), настроенными на подавление канонических 5 и 7 высших гармоник тока (рисунок 1а);

- компенсация искажений гибридным фильтром (ГФ), состоящим из параллельного активного фильтра (ПАФ) и пассивного фильтра (ПФ) (рисунок 1б);
- компенсация высших гармоник гибридным электротехническим комплексом, состоящим из гибридного фильтра (ГФ) и пассивных фильтрокомпенсирующих устройств (ПФ5, ПФ7) (рисунок 1в).

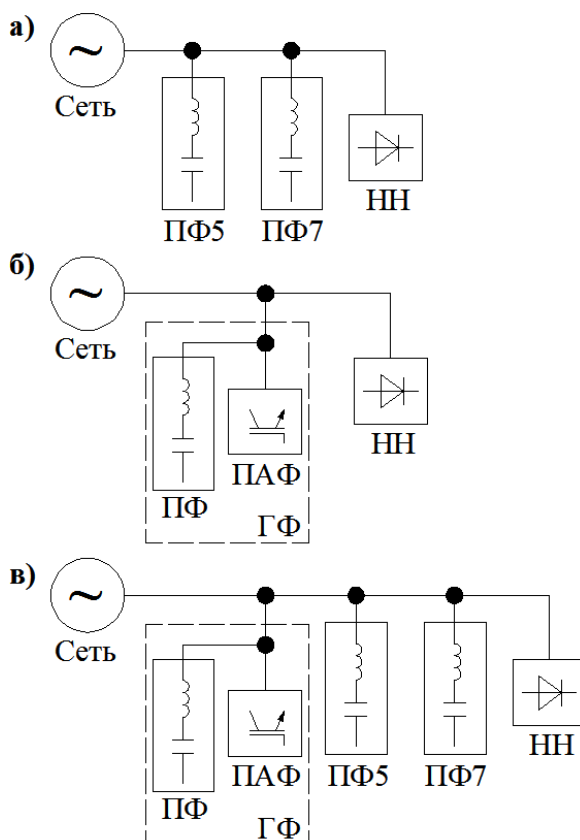


Рисунок 1. Режимы компенсации высших гармоник предложенным гибридным электротехническим комплексом

Параметры разработанной математической модели подобраны с учетом условий распределенной генерации при наличии источника электроснабжения ограниченной мощности. В качестве алгоритма функционирования активной части гибридной системы коррекции приняты фазовые преобразования токов и напряжений компенсируемой сети с использованием системы фазовой автоподстройки частоты. Пассивная часть гибридной системы выполнена в виде емкостного фильтра, настроенного на ослабление гармоник высоких частот, для повышения эффективности работы активной части в условиях применения инверторов в составе силовых преобразователей нелинейной нагрузки.

Результаты математического моделирования указанных режимов компенсации высших гармоник приведены в таблице 1.

Таблица 1.- Результаты математического моделирования режимов компенсации гармонических искажений разработанным гибридным электротехническим комплексом

Режим компенсации	Показатель					
	$k_u$ , %	$k_I$ , %	$k_{u(5)}$ , %	$k_{I(5)}$ , %	$k_{u(7)}$ , %	$k_{I(7)}$ , %
Без компенсации	17,3	19,6	11,5	16,8	8,81	9,21
Пассивная компенсация	7,74	5,78	2,78	3,95	2,62	2,69
Гибридная компенсация	3,77	3,69	0,23	0,2	0,23	0,43
Предложенный электротехнический комплекс на основе пассивных и гибридных фильтров	3,02	1,68	0,16	0,16	0,49	0,47

В таблице 1  $k_u$ ,  $k_I$  – соответственно суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжения и тока,  $k_{u(5)}$ ,  $k_{u(7)}$ ,  $k_{I(5)}$ ,  $k_{I(7)}$  – соответственно коэффициенты гармонических составляющих напряжения и тока для канонических гармоник.

Результаты моделирования доказывают более высокий уровень эффективности компенсации высших гармоник разработанным электротехническим комплексом по сравнению с использованием существующих гибридных и пассивных фильтров по отдельности.

Предложенный гибридный электротехнический комплекс обладает свойством универсальности при использовании его совместно с нелинейными нагрузками, обладающими переменными амплитудой и спектральным составом потребляемого несинусоидального тока. Это явление может быть обусловлено двумя основными причинами:

- изменением режима работы какой-либо одной нелинейной нагрузки большой мощности;
- отключением группы нелинейных нагрузок в аварийном режиме при переходе электроснабжения с одного источника на другой или при возникновении коротких замыканий.

В первом случае в зависимости от технологического режима работы нелинейной нагрузки можно использовать пассивную часть разработанного гибридного электротехнического комплекса или его активную часть с меньшим номинальным током компенсации.

Во втором случае, при переходе электроснабжения от основного на резервный источник другой мощности в аварийном режиме существует необходимость отключения неответственных с точки зрения

технологического процесса нелинейных потребителей. Примером такого режима может быть отключение части нелинейной нагрузки и переключение наиболее ответственных потребителей от газотурбинной установки, работающей на попутном нефтяном газе, к солнечной электростанции и ветроэнергетической установке. При этом режим компенсации высших гармоник также необходимо менять.

Таким образом, в условиях параллельной и отдельной работы систем распределенной генерации и централизованных электрических сетей при изменении режимов энергообеспечения и энергопотребления разработанный гибридный электротехнический комплекс с гибридной и пассивной коррекцией высших гармоник является актуальным техническим решением.



**ИНДИВИДУАЛЬНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ  
МОЩНОСТИ ПОГРУЖНОГО АСИНХРОННОГО  
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ  
(INDIVIDUAL COMPENSATION OF REACTIVE POWER OF  
ASYNCHRONOUS SUBMERSIBLE MOTOR)**

Копырин В.А.

(научный руководитель: профессор Смирнов О.В.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Уменьшение доли электрических потерь в технических системах от суммарной потребляемой мощности является приоритетной задачей, стоящей перед научно-техническим сообществом.

Основные потери электрической энергии при добыче нефти установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) приходится на потери в станции управления (СУ), в трансформаторе, в питающем кабеле и погружном электродвигателе (ПЭД).

Коэффициент мощности установок электроцентробежных насосов, определяемый в основном  $\cos\varphi$  ПЭД, находится в пределах 0,7-0,85 при номинальной нагрузке [5, 6, 15]. На  $\cos\varphi$  влияет и уровень нагрузки на ПЭД, чем больше недогрузка, тем меньше коэффициент  $\cos\varphi=0,6-0,75$  и больше потери активной мощности при ее передаче [7, 9, 13].

Применяемые в настоящее время технические решения предполагают установку компенсирующего устройства (КУ) на комплектно-трансформаторных подстанциях или станциях управления скважинами [1]. В процессе работы КУ увеличивает  $\cos\varphi$  электросети до оптимального значения 0,95-0,98. Регулирование коэффициента мощности происходит под управлением специального микропроцессорного регулятора, который отслеживает в реальном времени значение коэффициента мощности и корректирует его за счёт подключения или отключения необходимого числа батарей конденсаторов.

Однако такое решение не позволяет компенсировать реактивную мощность в питающих кабелях УЭЦН, длина которых может достигать 3000 м. Это приводит к необходимости увеличения сечений питающих кабелей и к повышенным потерям активной мощности в них до 15% [14].

В работе предлагается перенести КУ в непосредственную близость к ПЭД. Это позволит компенсировать реактивную мощность в скважине, уменьшить ток, протекающий по питающему кабелю и увеличить энергоэффективность [10].

На рисунке 1 приведена обобщенная структурная схема электротехнического комплекса установки электроцентробежных насосов (ЭТК УЭЦН).

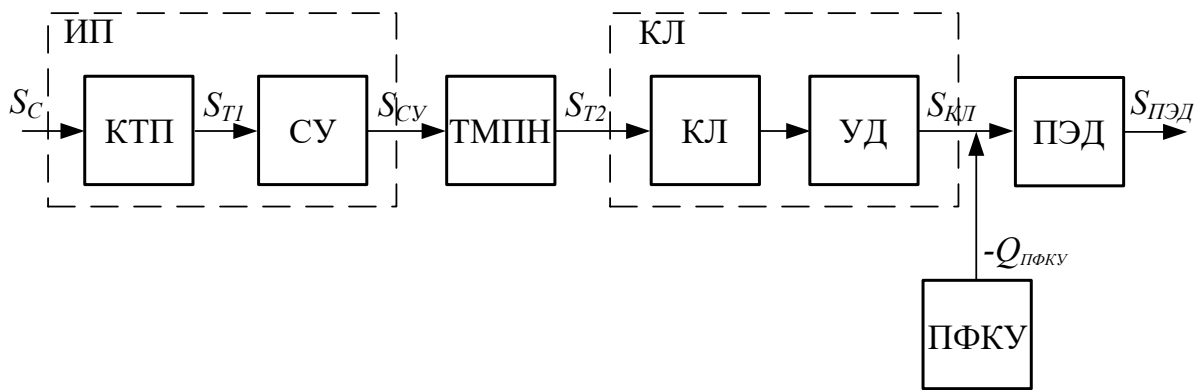


Рисунок 1. Обобщенная функциональная схема УЭЦН: ИП – источник питания, КТП – комплектная трансформаторная подстанция, СУ – станция управления, ТМПН – повышающий трансформатор, КЛ – кабельная линия, УД – удлинитель, ПЭД – погружной электродвигатель, ПФКУ – погружное фильтрокомпенсирующее устройство,  $S$ ,  $Q$  – полная и реактивная мощности на входе и выходе элементов соответственно, ВА, вар

Очевидно, что перенос фильтрокомпенсирующего устройства приведет к изменению потребляемой электрической мощности. Тогда энергоэффективность  $\mathcal{E}_p$  можно выразить в виде функции 1:

$$\mathcal{E}_p = \frac{W_{\text{план}} - W_{\text{нов}}}{W_{\text{план}}} = 1 - \frac{W_{\text{нов}}}{W_{\text{план}}}, \quad (1)$$

где  $W_{\text{план}}$  – плановый расход электрической энергии, рассчитанный при стандартной схеме установки КУ (на КТП), кВт·ч;

$W_{\text{нов}}$  – расход электрической энергии при изменении места установки КУ, кВт·ч.

В свою очередь плановый и полученный расходы электрической энергии  $W_{\text{план}}$ ,  $W_{\text{нов}}$  определяются по формулам:

$$W_{\text{план}} = P_{\text{план}} \cdot t, \quad (2)$$

$$W_{\text{нов}} = P_{\text{нов}} \cdot t, \quad (3)$$

где  $P_{\text{план}}$ ,  $P_{\text{нов}}$  – полезная плановая и полученная мощности, кВт.

Подставляя выражения 2, 3 в 1 получим функцию, которая позволяет оценить энергосберегающий эффект при использовании ПФКУ, выраженную через потребляемую УЭЦН активную мощность:

$$\varepsilon_p = \frac{(P_{\text{план}} - P_{\text{нов}}) \cdot t}{P_{\text{план}} \cdot t} = 1 - \frac{P_{\text{нов}}}{P_{\text{план}}} \quad (4)$$

Схема замещения отдельных элементов ЭТК УЭЦН, соответствующая обобщенной функциональной схеме УЭЦН, приведена на рисунке 2.

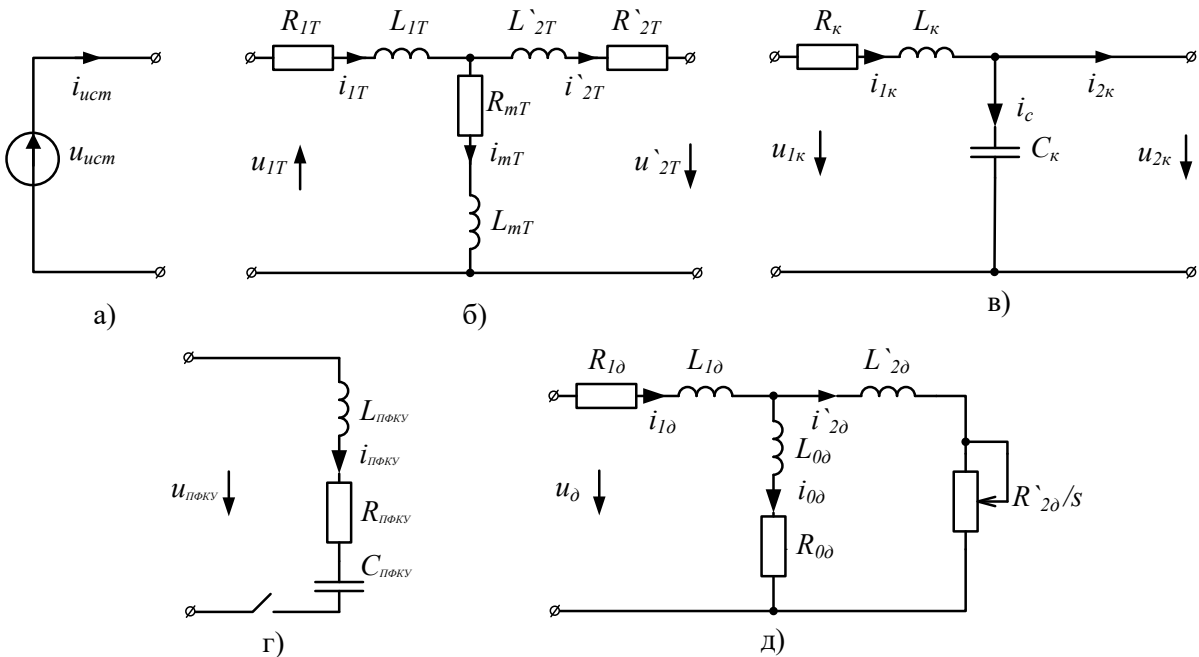


Рисунок 2. Схема замещения элементов ЭТК УЭЦН: а) источник питания, б) повышающий трансформатор, в) кабельная линия, г) погружное фильтрокомпенсирующее устройство, д) погружной электродвигатель

где  $u, i$  - напряжения и токи на входе и выходе элементов ЭТК соответственно В, А;

$R, L, \tilde{N}$  - активное сопротивление, индуктивность, емкость соответственно, Ом, Гн, Ф.

При составлении математической модели корректно использованы законы электротехники, корректные допущения при составлении математических моделей [4, 8, 13].

Модель источника питания описывается выражением 5 [2]:

$$u_{\text{ист}} = U_{\text{м.ист}} \cdot \sin(\omega t + \psi), \quad (5)$$

Системы дифференциальных уравнений, соответствующие принятым схемам замещения, представлены выражениями 6-9:

- для T-образной схемы замещения повышающего трансформатора [2]:

$$\begin{cases} u_{1T} - i_{1T} \cdot r_{1T} = L_{1T} \cdot \frac{\partial i_{1T}}{\partial t} + i_{mT} \cdot r_{mT} + L_{mT} \cdot \frac{\partial i_{mT}}{\partial t} \\ u_{2T} - i_{2T} \cdot r_{2T} = -i_{mT} \cdot r_{mT} - L_{mT} \cdot \frac{\partial i_{mT}}{\partial t} + L_{2T} \cdot \frac{\partial i_{2T}}{\partial t} \end{cases} \quad (6)$$

- для кабельной линии [2]:

$$\begin{cases} -u_{1K} = i_{1K} \cdot R_K + L_K \cdot \frac{\partial i_{1K}}{\partial t} + \frac{1}{C_K} \cdot \int i_c dt \\ u_{2K} = -\frac{1}{C_K} \cdot \int i_c dt \end{cases} \quad (7)$$

- для погружного электродвигателя [3]:

$$\begin{cases} -u_{\partial} = i_{1\partial} \cdot R_{1\partial} + L_{1\partial} \cdot \frac{\partial i_{1\partial}}{\partial t} + i_{0\partial} \cdot R_{0\partial} + L_{0\partial} \cdot \frac{\partial i_{0\partial}}{\partial t} \\ 0 = -i_{0\partial} \cdot R_{0\partial} - L_{0\partial} \cdot \frac{\partial i_{0\partial}}{\partial t} + i_{2\partial} \cdot R_{2\partial}/s + L_{2\partial} \cdot \frac{\partial i_{2\partial}}{\partial t} \end{cases} \quad (8)$$

- для погружного фильтрокомпенсирующего устройства (ключ замкнут):

$$-u_{I \partial \dot{E} \dot{O}} = i_{I \partial \dot{E} \dot{O}} \cdot R_{I \partial \dot{E} \dot{O}} + L_{I \partial \dot{E} \dot{O}} \cdot \frac{\partial i_{I \partial \dot{E} \dot{O}}}{\partial t} + \frac{1}{\tilde{N}_{I \partial \dot{E} \dot{O}}} \cdot \int i_{I \partial \dot{E} \dot{O}} dt \quad (9)$$

Произведем оценку энергоэффективности, полученную при использовании ПФКУ на примере кустов скважин № 183, 198, 199 Приобского месторождения Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа. Исходные данные для исследования и результаты расчеты сведены в таблицу 1.

Таблица 1.-Результаты расчета потребляемой мощности УЭЦН до и после компенсации реактивной мощности внутри скважины

Наименование объекта	Кол-во скважин, шт.	Средняя мощность ПЭД, кВт.	Средняя длина эл. кабеля, м.	Без ПФКУ		ПФКУ		Энергоэффективность $\mathcal{E}_p$ , %.
				cos $\varphi$	$P_{план}$ , кВт	cos $\varphi$	$P_{нов}$ , кВт	
Приобское месторождение								
Куст скважин №183	23	34,7	2829	0,76	1208,2	0,98	1145,2	5,2
Куст скважин №198	24	32,1	2812	0,76	1333,5	0,98	1262,4	5,3
Куст скважин №199	20	36,5	2796	0,76	1099,2	0,98	1043,2	5,1

Анализ таблицы 1 показал, что положительный эффект от внедрения предлагаемых устройств для куста скважин №183 составит  $\mathcal{E}_p = 5,2\%$ . Потребляемая электрическая мощность снизится на 63 кВт, что в годовом выражении 551,9 тыс. кВт·ч в год, а экономический эффект составит 1931,7 тыс. руб. Для куста скважин №198  $\mathcal{E}_p = 5,3\%$ , экономический эффект составит 2179,9 тыс. руб. Для куста скважин №199  $\mathcal{E}_p = 5,1\%$ , экономический эффект составит 1716,9 тыс. руб.

Ниже приведена компоновочная схема УЭЦН с предложенным погружным фильтрокомпенсирующим устройством (рисунок 3) [11, 12].

Установка электроцентробежного насоса представляет собой линейную конструкцию, содержащую подвеску колонны насосно-компрессорных труб 1, кабельную линию 2, зажимы 3 для кабеля, погружной центробежный насос 4, газосепаратор 5, сетчатый фильтр 6, сливной клапан 7, обратный клапан 8, узел гидрозащиты 9, погружной электродвигатель 10, компенсатор 11, погружное фильтрокомпенсирующее устройство 12, блок телеметрии 13, хвостовик 14, пакер (уплотнитель) 15, расположенные в эксплуатационной колонне скважины.

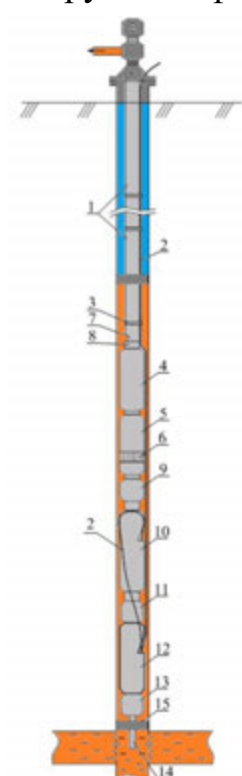


Рисунок 3 – Компоновочная схема УЭЦН

Погружная насосная установка с повышенным коэффициентом мощности работает следующим образом.

При подаче напряжения по кабельной линии погружному электродвигателю, он приходит во вращение. Вращающий момент при помощи вала передается на газосепаратор и погружной центробежный насос. Газосепаратор через сетчатый фильтр начинает втягивать жидкость, отделяя содержащийся в ней газ. В скважинах, где входное объемное содержание газа менее 30 %

(например, в высокообводненных) вредного его влияния на работу погружного центробежного насоса не отмечается и газосепаратор можно исключить. Далее жидкость поступает в погружной центробежный насос и по колонне насосно-компрессорных труб выталкивается на поверхность. Откачка жидкости только из нефтяного пласта осуществляется при помощи хвостовика, оборудованного пакером. Измерение эксплуатационных параметров в скважине осуществляется блоком телеметрии.

Таким образом, предложенная компоновочная схема УЭЦН с погружным фильтрокомпенсирующим устройством на кустах скважин № 183, 198, 199 Приобского месторождения может повысить энергоэффективность электротехнического комплекса установки электроцентробежных насосов за счет компенсации реактивной мощности непосредственно внутри скважины в среднем на величину  $\mathcal{E}_p = 5,2\%$ .

### Список использованных литературных источников

1. Багуманова К.Р., Костоломов Е.М., Копырин В.А. Способ повышения энергоэффективности и надежности электротехнического комплекса механизированной добычи нефти / К.Р. Багуманова, Е.М. Костоломов, В.А. Копырин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / отв. редактор В.В. Долгушин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 10 – 13.
2. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи / Л.А. Бессонов. – 9-е изд., перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 2002. – 638 с.
3. Ведерников, В.А., Лысова, О.А., Мамченков, А.В. Разработка и описание цифровой модели системы электропривода погружной установки / В.А. Ведерников, О.А. Лысова, А.В. Мамченков // Вестник кибернетики. Тюмень. – 2005. – № 4. С. 38 – 50.
4. Зарубин, В.С. Математическое моделирование в технике: учеб. Для вузов / В.С. Зарубин. – 3-е изд. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2010. – 495 с.
5. Каталог ОАО «АЛНАС». Технический каталог №3. – Альметьевск: ОАО «АЛНАС», 2014.
6. Каталог продукции «Новомет». – Пермь: ЗАО «Новомет-Пермь», 2014.
7. Комелин, А.В. Интеллектуальная автоматизированная система управления установкой электроцентробежного насоса: Автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.13.06 / Комелин Алексей Владимирович; [Место

защиты: Уфимский гос. авиационный технический университет]. - Уфа, 2006. – 20 с.

8. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин. -М.: Высшая школа, 1994. -318 с.

9. Мартюшев, Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН / Д.Н. Мартюшев // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 72-77.

10. Пат. №145053 Российская федерация, МПК G05F1/70, H02J3/18. Внутрискважинный компенсатор реактивной мощности / В.А. Копырин, Н.В. Гара, А.Л. Портнягин, О.В. Смирнов - № 2014116437/07; заявл. 23.04.2014; опубл. 10.09.2014, Бюл. №25. – 5 с.

11. Пат. №159811 Российская федерация, МПК E21B43/12, F04D13/10. Погружная насосная установка с повышенным коэффициентом мощности / В.А. Копырин, О.В. Смирнов, А.Л. Портнягин - № 2015140165/03; заявл. 21.09.2015; опубл. 20.02.2016, Бюл. №25. – 5 с.

12. Пат. №159860 Российская федерация, МПК H02J3/18. Погружной компенсатор реактивной мощности / В.А. Копырин - № 2015140690/07; заявл. 23.09.2015; опубл. 20.02.2016, Бюл. №25. – 5 с.

13. Сипайлов, В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти: Дисс. канд. техн. наук: 05.09.03 / Сипайлов Вадим Андреевич; [Место защиты: Том. политехн. университет]. - Томск, 2009. – 196 с.

14. Смирнов, О.В., В.А. Копырин. К вопросу об использовании внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности / О.В. Смирнов, В.А. Копырин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 2. -С. 68-70.

15. Тарасов, В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН / В.П. Тарасов // Инженерная практика. – 2010. – № 3. – С. 26-31.

# СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РОССИИ (SOCIAL AND ECONOMIC EFFECTS OF RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT IN RUSSIA)

Назарова Ю.А., Шульгина А.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент, Горюнов О.А.)

НП "Совет участников рынка ВИЭ", РГУ нефти и газа (НИУ)

имени И.М. Губкина

Развитие возобновляемой энергетики ведет к появлению не только экологических, но и социально-экономических эффектов, количественная оценка которых необходима при разработке механизмов государственной поддержки возобновляемой энергетики, при проведении технико-экономических расчетов по проектам и региональным программам в области возобновляемых ресурсов и источников энергии.

Основываясь на существующих работах по данной тематике таких экспертов, как Безруких П., Бучацкий П., Копылов А., Симанков В., авторами представлена своя количественная оценка эффектов, связанных с развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России на период до 2020 года.

В качестве исходных данных принималась во внимание информация Российской службы государственной статистики, Центрального банка РФ, Министерства экономического развития РФ, Министерства энергетики РФ, Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, АФ-Меркадос ЭМИ, Enel Green Power, EWEA (Европейская ветроэнергетическая ассоциация), EEX (Европейская энергетическая биржа) и др.

Установленная мощность объектов, работающих на базе ВИЭ соответствует целевым показателям Распоряжения Правительства РФ от 28.05.2013 № 861-р в период с 2015 по 2020 гг.

Таблица 1. – Установленная мощность ВИЭ на период до 2020 г., МВт

Вид ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Ветер	250	250	500	750	750	1 000	3500
Солнце	140	200	250	270	270	270	1400
мини-ГЭС	26	124	124	141	159	159	733
Всего	416	574	874	1161	1179	1429	5633

Для оценки возможных объемов вырабатываемой электроэнергии за указанный период были приняты следующие значения КИУМ<sup>1</sup>: ВЭС – 37%; СЭС – 14%; мини-ГЭС – 50%. При заданных значениях КИУМ выработка объектов ВИЭ составит:

<sup>1</sup> Marco Consumi презентация «Benefits of RES and CCGT» «Enel Green Power», 12 ноября 2014 г.



Таблица 2. – Предполагаемые объемы электроэнергии, вырабатываемые объектами ВИЭ, млрд. кВт\*ч

Вид ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Ветер	0,81	0,81	1,62	2,43	2,43	3,24	11,34
Солнце	0,17	0,25	0,31	0,33	0,33	0,33	1,72
мини-ГЭС	0,11	0,54	0,54	0,62	0,70	0,70	3,21
Всего	1,10	1,60	2,47	3,38	3,46	4,27	16,27

Для последующих расчетов прогноз выработки электроэнергии в России соответствует «умеренному» варианту, представленному в «Сценарных условиях развития электроэнергетики до 2030 г.».

Согласно предельным значениям капитальных вложений (таблица 3) и целевых показателей по установленной мощности (таблица 1) объем капитальных вложений в объекты ВИЭ до 2020 года может составить более 480 млрд. руб. (таблица 4). Из них в объекты ветроэнергетики будет вложено – около 230 млрд. руб., в объекты солнечной энергетики – более 150 млрд. руб., в малую гидрогенерацию – более 100 млрд. руб.

Таблица 3. – Предельные значения капитальных вложений по видам генерации

САРЕХ по видам ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ветер, руб/кВт	65696	65630	65565	65499	65434	65368
Солнце, руб/кВт	114122	111839	109602	107410	105262	103157
Мини-ГЭС, руб/кВт	146000	146000	146000	146000	146000	146000

Таблица 4. - Прогноз капитальных вложений в отрасль ВИЭ до 2020 г., млрд. руб

САРЕХ по видам ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ветер	16,4	16,4	32,8	49,1	49,1	65,4
Солнце	16,0	22,4	27,4	29,0	28,4	27,9
Мини-ГЭС	3,8	18,1	18,1	20,6	23,2	23,2
<b>Всего КВ</b>	<b>36,2</b>	<b>56,9</b>	<b>78,3</b>	<b>98,7</b>	<b>100,7</b>	<b>116,4</b>

Методика и подходы при оценке эффектов, связанных с развитием ВИЭ в России, представлена в таблице 5.

Таблица 5. – Методологические подходы к оценке эффектов развития ВИЭ в РФ

№	Показатель	Описание
<i>Экономические эффекты</i>		
1	Экономия природного газа	Объем сэкономленного природного газа рассчитан исходя из гипотезы, что выработка электроэнергии на объектах ВИЭ (табл.2) заместит такой же объем электроэнергии, вырабатываемой на газовых электростанциях. Каждые 100 ГВт*ч электроэнергии ВИЭ сэкономят 30 млн. куб. м. газа.
2	Дополнительная экспортная выручка за счет продажи сэкономленного ПГ	Объем природного газа будет направлен на экспорт по средней экспортной цене, сложившейся в 2014 году - 322,61 долл.США/тыс.куб.м. (курс 60 руб/долл. США).
<i>Дополнительные поступления в федеральный и региональные бюджеты, ПФ РФ, ФСС РФ, ФОМС</i>		
3	Экспортная пошлина при продаже ПГ	Экспортеры заплатят пошлину 30% с экспортной выручки.
4	НДФЛ	Развитие отрасли ВИЭ предполагает создание новых рабочих мест, с фонда заработной платы которых в бюджет будет поступать НДФЛ.
5	Страховые взносы	Создание новых рабочих мест повлечет за собой перечисление страховых взносов в ПФ РФ, Фонд социального страхования и Фонд обязательного медицинского страхования.
6	Сокращение расходов бюджета на пособия	Создание рабочих мест позволит снизить расходы бюджета на выплату пособий по безработице.
7	Налог на прибыль от отрасли ВИЭ	Налог на прибыль рассчитан исходя из расчетов по конкретным проектам, имеющихся у авторов доклада. Капитальные вложения соответствуют целевым показателям.
8	Арендная плата за землю	Показатель рассчитан исходя из предполагаемых объемов вводов объектов ВИЭ, необходимых площадей земли 2 Га/МВт и стоимости земли около 20000 руб./Га.
9	Плата за пользование водными	Показатель рассчитан исходя из предполагаемой выработки электроэнергии объектами малой гидрогенерации и платы за воду 143 руб./МВт*ч.

	ресурсами	
10	Налог на имущество	Налог составляет 2,2% от стоимости объектов ВИЭ, вычисленной исходя из значений капитальных вложений, полученных в результате конкурсных отборов.
<b>Социальные эффекты</b>		
11	Создание рабочих мест ветер	Исходя из удельных показателей на 1 МВт для различных секторов. Сделано предположение, что создаваемые рабочие места не приведут к перераспределению на рынке труда, так как уровень безработицы в России на ноябрь 2014 г. составлял 5,2% или 3,9 млн. чел., из которых 0,8 млн. чел. зарегистрированы в государственных учреждениях занятости населения.
12	Создание рабочих мест солнце	
13	Создание рабочих мест мини-ГЭС	
14	Создание рабочих мест в смежных отраслях	
<b>Экологические эффекты</b>		
15	Экономия воды	Исходя из объемов вырабатываемой электроэнергии на объектах ВИЭ.
16	Сокращение выбросов CO <sub>2</sub>	
17	Сокращение выбросов окислов азота	
18	Стоимость выбросов CO <sub>2</sub>	Стоимость выбросов получена исходя из гипотезы, что в результате сокращения выбросов, получаемый объем углекислого газа может быть продан на Европейской энергетической бирже по цене 7 евро за тонну. Курс 70 руб./евро.
19	Снижение затрат на экологию	В соответствии с данными исследований, представленных в обзоре Lotte Schleisner «Review of Externality Valuation», 1998. Для целей данной оценки было принято значение 0,019 долл.США/кВт*ч, как базовое для газовых электростанций согласно исследованию «ExternE: Externalities of Energy». Предполагается, что вырабатываемый объектами ВИЭ объем электроэнергии заместит такой же объем электроэнергии газовых станций и тем самым сократит затраты на восстановление экологии.

Исходные предположения, принятые для количественной оценки социально-экономических и экологических эффектов от развития ВИЭ в России представлены в таблице 6.

Таблица 6. - Исходные предположения для оценки эффектов развития ВИЭ в России

Показатель	Значение / Описание	Источник
Экономия природного газа (ПГ)	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии экономят 30 млн.куб.м ПГ	Enel Green Power
Экономия воды	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии экономят 13,5 млн. куб. м воды	Enel Green Power
Сокращение выбросов CO <sub>2</sub>	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии снижают выбросы CO <sub>2</sub> на 53 тыс. т	Enel Green Power
Сокращение выбросов окислов азота	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии снижают выбросы NO на 110 т	Enel Green Power
Экспортная цена ПГ	322,61 долл.США/тыс.куб.м	ЦБ РФ, среднее значение 2014 г.
Экспортная пошлина ПГ	30%	Постановление Правительства РФ от 30.08.2013 г. №754
Рабочие места ветер	2,9 чел/МВт	"The state of renewable energies in Europe“, Euroobserver. 2010-2012 average values
Рабочие места солнце	9,1 чел/МВт	
Рабочие места мини-ГЭС	1,6 чел/МВт	
Создание рабочих мест в смежных отраслях	4 рабочих места на 1 рабочее место в отрасли ВИЭ	«Обоснование целевых показателей к проекту распоряжения Правительства РФ «Об основных направлениях

		государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии на период до 2020 года»
Средняя зарплата	31071 руб./мес	Росстат
НДФЛ	13 %	Налоговый кодекс РФ
Налог на прибыль	20%	
Налог на имущество	2,2%	
Страховые взносы	34 %	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. от 29.12.2014)
Минимальное пособие по безработице	850 руб/мес	Постановление Правительства РФ от 17.12.2014 №1382
Стоимость 1 тонны CO <sub>2</sub>	7 евро	European Energy Exchange (Европейская энергетическая биржа), на 19.01.2015 г.
Затраты на мероприятия по экологии	0,019 долл. США/кВт*ч для электростанций, работающих на природном газе	European Commission, (1995d), ExternE: Externalities of Energy. Volume 4: Oil and Gas, EUR 16523 EN, Office for Official Publication of the European Communities, Luxembourg.
Арендная плата за землю	2% от кадастровой стоимости	Постановление от 16.07.2009 г. № 582
Стоимость земли	20 000 руб./Га	ООО «Активити»
Земля под строительство объектов ВИЭ	2 Га/МВт	ООО «Активити»
Плата за пользование водными ресурсами	143 руб./МВт*ч	Проект по строительству МГЭС в Липецкой области, ООО «ИТЦ Горэнергосервис», 2013 г.

Результаты расчетов количественной оценки социально-экономических и экологических эффектов от развития ВИЭ в России представлены в таблице 7.

Таблица 7. – Оценка эффектов от развития ВИЭ в РФ на период 2015-2020 гг.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
<b>Экономические эффекты</b>							
Экономия природного газа, млн. куб. м	329	480	741	1014	1038	1281	4882
Дополнительная экспортная выручка за счет продажи сэкономленного природного газа, млрд. руб.	6,4	9,3	14,3	19,6	20,1	24,8	94,5
<i>Дополнительные поступления в федеральный и региональные бюджеты, ПФ РФ, ФСС РФ, ФОМС</i>							
Экспортная пошлина при продаже ПГ, млрд. руб.	1,9	2,8	4,3	5,9	6,0	7,4	28,3
НДФЛ, млрд. руб.	0,5	0,7	1,0	1,3	1,3	1,5	6,3
Страховые взносы, млрд. руб.	1,3	1,9	2,7	3,3	3,3	3,8	16,4
Сокращение расходов бюджета на пособия, млрд. руб.	0,107	0,155	0,215	0,265	0,269	0,306	1,3
Налог на прибыль от отрасли ВИЭ, млрд. руб.	0,0	0,7	1,9	3,4	5,4	7,4	18,8
Арендная плата за землю, млрд. руб.	0,0003	0,0005	0,0007	0,0009	0,0009	0,0011	0,005
Плата за пользование водными ресурсами, млрд. руб.	0,02	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,459
Налог на имущество, млрд. руб.	0,7	1,2	1,7	2,1	2,2	2,5	10,4

<b>Социальные эффекты</b>							
Создание рабочих мест ветер	725	725	1450	2175	2175	2900	10150
Создание рабочих мест солнце	1274	1820	2275	2457	2457	2457	12740
Создание рабочих мест мини-ГЭС	104	496	496	564	636	636	2932
Создание рабочих мест в смежных отраслях	8412	12164	16884	20784	21072	23972	103288
<b>Экологические эффекты</b>							
Экономия воды, млн. куб. м	148	216	333	456	467	576	2197
Сокращение выбросов углекислого газа, тыс. тонн	581	847	1309	1791	1833	2262	8624
Сокращение выбросов окислов азота, тыс. тонн	1,2	1,8	2,7	3,7	3,8	4,7	17,9
Стоимость выбросов углекислого газа, млрд. руб.	0,3	0,4	0,6	0,9	0,9	1,1	4,2
Снижение затрат на экологию, млрд. руб.	1,2	1,8	2,8	3,9	3,9	4,9	18,5

### **Заключение**

По нашим оценкам, интегральный эффект для экономики России от развития возобновляемой энергетики составит около 200 млрд. руб., из которых более 80 млрд. руб. пойдут напрямую в бюджеты различных уровней и внебюджетные фонды в виде пошлин, налогов и страховых взносов. Экспортная выручка составит более 90 млрд. руб., а затраты на экологию сократятся на 20 млрд. руб. В отрасли ВИЭ будет создано 25 000 рабочих мест, в смежных отраслях – более 100 000 рабочих мест.

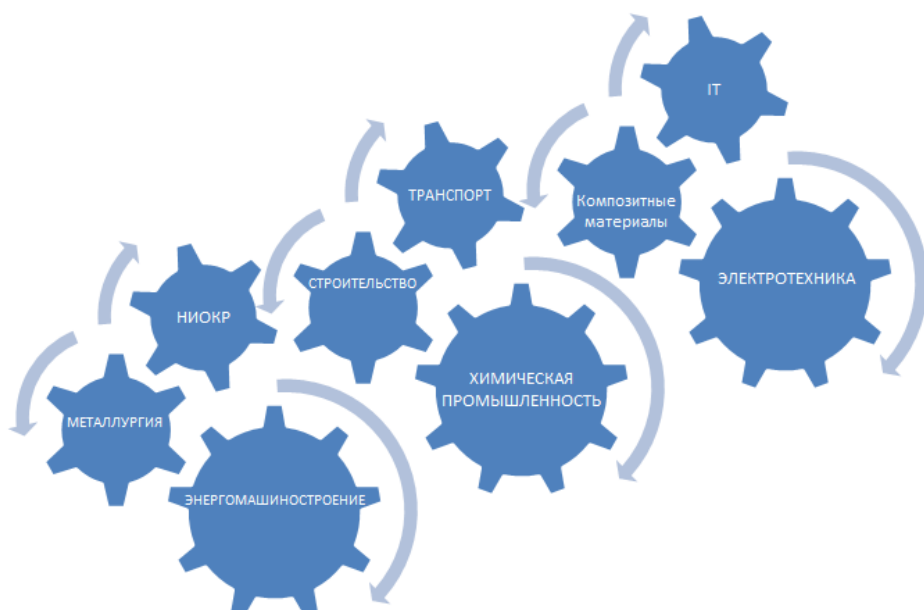


Рисунок 1. Мультипликативный эффект развития возобновляемой энергетики

Полученные результаты не показывают мультипликативный (рисунок 1) эффект от развития ВИЭ, предполагающий влияние ВИЭ-отрасли на ВВП России через развитие таких отраслей, как: металлургия, энергомашиностроение, электротехника, силовая электроника, транспорт, телекоммуникации, информационные технологии, новые строительные и конструкционные материалы и др.

#### Список использованных литературных источников

1. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.) Об индикаторах состояния энергетики и эффективности возобновляемой энергетики в условиях экономического кризиса // Вопросы экономики, 2014. - №8.
2. Копылов А. Е. Экономика ВИЭ - М.: Грифон, 2015. – 364 с.
3. Симанков В.С., Бучацкий П.Ю. Оценка эффективности вовлечения нетрадиционных возобновляемых источников энергии в энергобаланс региона // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. 2012. - № 2 (101). С. 123-132.
4. [Распоряжение Правительства Российской Федерации № 861-р от 28.05.2013 г.](#)
5. [Постановление Правительства Российской Федерации № 449 от 28.05.2013 г.](#) «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
6. ООО «Активити» <http://rus-wind.com/>
7. НП «Совет Рынка» <http://www.np-sr.ru>



**ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ ЦЕН НА ФИНАНСОВОЕ СОСТОЯНИЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ НА ПРИМЕРЕ  
ПАО «ЛУКОЙЛ»  
(THE INFLUENCE OF OIL PRICES ON FINANCIAL POSITIONS OF  
RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES ON THE EXAMPLE OF  
LUKOIL PJSC)**

Архипова А.О.

(научный руководитель: доцент Отвагина Л.Н.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Энергетические рынки имеют глобальный характер. Нефть поступает из всех уголков земного шара - Каспия, России, Ближнего Востока, Африки, Южной и Северной Америки. За последнее десятилетие мировая экономика развивалась очень быстрыми темпами, что обусловило повышение спроса на нефть, которая сегодня используется как сырье для многих отраслей промышленности. Безусловно, нефть была, есть и в обозримом будущем останется основным источником первичной энергии, потребление которой неуклонно расширяется в связи с дальнейшим развитием мировой экономики. Но в последнее время наблюдается нестабильность на мировом рынке нефти, что связано с понижением цены на нефть. Падение цены на нефть автоматически влечет за собой снижение доходной части российского бюджета. Именно снижение цены на нефть на мировом рынке имеет для России самые пагубные последствия для всех секторов экономики. Поэтому проблема анализа финансового состояния нефтяных компаний и составления прогноза на ближайший год с учетом изменения валютных курсов является весьма актуальным.

В данной работе поднимаются вопросы, на которые хотел бы найти ответ каждый:

- чем было вызвано нынешнее изменение цены на нефть, прогноз цен;
- как отразилось изменение мировых цен на нефть на финансовом состоянии нефтегазовых компаний.

Мировые рынки нефти и нефтепродуктов в своем развитии прошли различные циклы - подъем, кризисы и спады. Их анализ способствует выявлению проблем и прогнозированию перспектив развития данных рынков. Как можно заметить на рисунке 1., кризис 2008 года был вызван всего лишь полугодовым падением стоимости нефти. Далее снова начался рост с небольшими перерывами, в 2012 году стоимость нефти достигла 124 долларов. Начиная с 2012 года, с марта месяца цена удерживалась в районе 108-110 долларов за баррель вплоть до 2014 года. И вот, недавние события показали сильное падение цен на нефть с 2014 года, когда показатель стоимости в декабре 2014 года опустился до 56 долларов, в 2015 – на 36,6 долларов, на начало марта 2016 года средняя цена составила  $\approx 39,23$  доллара.



Рисунке 1. Динамика цен на нефть Brent (ICE.Brent, USD за баррель) за 1998-03.2016 гг.

Данное падение цен на нефть вызвано вовсе не «политическим заговором», а является результатом различных объективных факторов:

- в мире стало слишком много добытой нефти;
- выход на мировые рынки США;
- демпинг Саудовской Аравии;
- политический кризис;
- укрепление доллара.

По вышеописанным причинам цены на нефть продолжают снижаться, и вряд ли эта тенденция изменится в краткосрочной перспективе. Это обязательно отразится на мире и его развитии, так как дешевая нефть бьет по рентабельности нефтяных проектов по всему миру, в том числе и в России.

Сегодня ни один человек в мире не может дать достоверный прогноз цены на нефть. Ведь цена в 30 долларов казалась фантастической еще год назад. Спрогнозировать среднюю цену нефти на 2016 год не решился ни один из участников дискуссии «Новый энергетический баланс» на Всемирном экономическом форуме в Давосе 21 января, включая руководителя Saudi Aramco, президента ОПЕК и одного из ведущих мировых экспертов по нефти, вице-председателя аналитической компании IHS Дэниела Ергина. Для того, чтобы цены на нефть подскочили, должен возникнуть какой-то повод. Это может быть что угодно. Но не стоит ожидать серьезного роста мировых цен на нефть в ближайшие 2-3 года. В любом случае, в долгосрочной перспективе, цены на нефть будут стремиться к справедливой цене.



Рисунке 2. Динамика изменения цены на нефть, евро и доллар на начало 2015 года

Если при нынешних ценах курс рубля останется прежним, потерь нефтяникам не избежать. При цене нефти в \$35 за баррель доллар должен стоить порядка 80 руб., тогда отрасль останется прибыльной и сможет инвестировать в текущие проекты. Динамику изменения цены на нефть, евро и доллар можно пронаблюдать на рисунке 2.

В данной работе проанализировано финансовое состояние одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире - ПАО «ЛУКОЙЛ» путем построения матрицы финансовой стратегии с учетом изменения валютных курсов и прогнозом на 2016 год.

Источником информации для проведения анализа были использованы Консолидированная финансовая отчетность и Бухгалтерская отчетность по РСБУ компании за отчетные 2012 – 2015 (3 кв.) гг.

Анализ компании был проведен в соответствии с методологией, представленной в книге под редакцией Е. С. Стояновой «Финансовый менеджмент: теория и практика». Матрица финансовой стратегии помогает спрогнозировать «критический путь» предприятия на ближайшие года, наметить допустимые пределы риска и выявить порог возможностей предприятия.

Для формирования матрицы используются три показателя, расшифровка и способ расчета которых приведены в таблице 1: результат хозяйственной деятельности (РХД), результат по финансовой деятельности (РФД), результат финансово-хозяйственной деятельности (РФХД).

Таблица 1. -Параметры матрицы финансовых стратегий

Категория	Краткое обозначение	Формула расчета
РХД	Результат хозяйственной деятельности	Прибыль до, уплаты процентов и налогов - Изменение текущей финансовой потребности - Производственные инвестиции + Обычные продажи имущества
РФД	Результат финансовой деятельности	Изменение заемных средств - Финансовые издержки по заемным средствам - Налог на прибыль - Выплаченные дивиденды + Суммы, полученные от эмиссии акций - Долгосрочные финансовые вложения + Другие доходы финансовой деятельности
РФХД	Результат финансово-хозяйственной деятельности	РФД + РХД

Положение равновесия достигается в том случае, если сумма РХД и РФД близка к нулю. Ниже приведена базовая матрица финансовых стратегий (рисунок 3.)

	<b>А</b>	<b>РФД&lt;&lt;0</b>	<b>РФД=0</b>	<b>РФД&gt;&gt;0</b>	
<b>РХД&gt;&gt;0</b>		<b>1</b> РФХД=0	<b>4</b> РФХД>0	<b>6</b> РФХД>>0	
<b>РХД=0</b>		<b>7</b> РФХД<0	<b>2</b> РФХД=0	<b>5</b> РФХД>0	
<b>РХД&lt;&lt;0</b>		<b>9</b> РФХД<<0	<b>8</b> РФХД<0	<b>3</b> РФХД=0	
					<b>В</b>

Рисунок 3. Базовая матрица финансовых стратегий

Общая характеристика Матрицы:

1. Над диагональю АВ - зона успехов - зона положительных значений аналитических показателей;
2. Под диагональю АВ - зона дефицитов - зона отрицательных значений аналитических показателей;
3. По горизонтали РФД связан с ростом заимствования средств фирмой;
4. По вертикали РХД связан с реализацией фирмой инвестиционного проекта;

5. Квадранты 4, 8, 5 связаны с созданием ликвидных средств фирмой (некоторый избыток оборотных средств);

6. Квадранты 7, 6, 9 связаны с потреблением ликвидных средств фирмой (дефицит оборотных средств).

Так как цель работы состоит в анализе финансового состояния нефтегазовых компаний на примере ПАО «ЛУКОЙЛ» путем построения матрицы финансовой стратегии с учетом изменения валютных курсов, то расчеты были произведены в рублях (Бухгалтерская отчетность по РСБУ) и в долларах (Консолидированная финансовая отчетность).

В таблицах 2 и 3 представлены расчеты результатов хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2012-2015 (3 кв.) гг.

Таблица 2. - Расчет результата хозяйственной деятельности, млн. руб.

<b>Показатели / год, млн. руб.</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015 (3 кв.)</b>
<b>РХД</b>		364 907	399 698	226 536	-17 237
Прибыль до, уплаты процентов и налогов		198 273	201 434	379 329	249 497
Изменение текущей финансовой потребности		-165 652	-196 878	153 773	267 405
Текущая финансовая потребность на начало периода	530 204	364 553	167 675	321 448	588 853
Итого оборотные активы	700 500	513 444	322 967	592 338	794 516
Денежные средства и их эквиваленты	39 085	15 550	12 393	72 482	100 193
Кредиторская задолженность	131 211	133 341	142 899	198 408	105 470
Производственные инвестиции		-983	-1 320	-959	-656
Обычные продажи имущества		-	66	22	16

Таблица 3.- Расчет результата хозяйственной деятельности, млн.  
долл.

Показатели / год, млн. долл.	2011	2012	2013	2014	2015 (3 кв.)
<b>РХД</b>		14 800	10 702	8 877	3 589
Прибыль до, уплаты процентов и налогов		14 083	10 912	7 166	3 129
Изменение текущей финансовой потребности		-685	252	-1 694	-447
Текущая финансовая потребность на начало периода	14 781	14 096	14 348	12 654	9 044
Итого оборотные активы	23 529	24 273	23 395	22 759	19 078
Денежные средства и их эквиваленты	2 753	2 914	1 712	3 004	3 964
Кредиторская задолженность	5 995	7 263	7 335	7 101	6 070
Производственные инвестиции		-32	-40	-17	-13
Обычные продажи имущества		-	2	0,4	0,3

В таблицах 4 и 5 представлены расчеты результатов финансовой деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2012-2015 (3 кв.) гг.

Таблица 4. -Расчет результата финансовой деятельности, млн. руб.

Показатели / год, млн. руб.	2012	2013	2014	2015 (3 кв.)
Изменение заемных средств:	-113 616	-17 453	189 300	27 666
На начало периода	563 167	449 552	432 098	621 398
На конец периода	449 552	432 098	621 398	649 064
Финансовые издержки по заемным средствам	26 658	26 660	40 018	45 435
Налог на прибыль	383	7 427	29 571	14 971
Выплаченные дивиденды	76 551	93 562	130 987	55 287
Суммы, полученные от эмиссии акций	-	-	-	-
Долгосрочные финансовые вложения	661 016	959 049	1 148 294	1 158 883
Доходы от долгосрочных финансовых вложений	28 645	32 351	32 607	28 645
<b>РФД</b>	-849 579	-1 071 801	-1 126 962	-1 214 301

Таблица 5. -Расчет результата финансовой деятельности, млн. долл.

Показатели / год, млн. долл.	2012	2013	2014	2015 (3 кв.)
Изменение заемных средств:	1 047	5 811	-136	-4 255
На начало периода	23 726	24 773	30 584	30 448
На конец периода	24 773	30 584	30 448	26193
Финансовые издержки по заемным средствам	1 469	1 887	1 961	1 834
Налог на прибыль	2 798	2 831	2 058	1 111
Выплаченные дивиденды	2 728	2 315	2 162	1 336
Суммы, полученные от эмиссии акций	-	-	-	-
Долгосрочные финансовые вложения	4 124	4 255	4 808	4 717
Доходы от долгосрочных финансовых вложений	252	315	159	217
<b>РФД</b>	<b>-9 820</b>	<b>-5 162</b>	<b>-10 966</b>	<b>-13 036</b>

В таблицах 6 и 7 представлены расчеты результатов финансово-хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ».

Таблица 6. - Расчет результата финансово-хозяйственной деятельности, млн. руб.

Показатели / год, млн. руб.	2012	2013	2014	2015 (3 кв.)
<b>РХД</b>	364 907	399 698	226 536	-17 237
<b>РФД</b>	-849 579	-1 071 801	-1 126 962	-1 214 301
<b>РФХД</b>	-484 672	-672 103	-900 425	-1 231 538
Логическое значение РХД	РХД>>0	РХД>>0	РХД>>0	РХД<0
Логическое значение РФД	РФД<<0	РФД<<0	РФД<<0	РФД<<0
Номер квадранта	7	7	7	9

Таблица 7. - Расчет результата финансово-хозяйственной деятельности, млн. долл.

Показатели / год, млн. долл.	2012	2013	2014	2015 (3 кв.)
<b>РХД</b>	14 800	10 702	8 877	3 589
<b>РФД</b>	-9 820	-5 162	-10 966	-13 036
<b>РФХД</b>	4 980	5 540	-2 088	-9 447
<b>Логическое значение РХД</b>	$РХД \gg 0$	$РХД \gg 0$	$РХД \gg 0$	$РХД > 0$
<b>Логическое значение РФД</b>	$РФД \ll 0$	$РФД < 0$	$РФД \ll 0$	$РФД \ll 0$
<b>Номер квадранта</b>	1	4	1	7

На рисунках 4 и 5 построены матрицы финансовой стратегии по итогам полученных расчетов за 2012-2015 (3 кв.) гг. (серые стрелки) и показан прогноз «критический путь» на 2016 год (черные стрелки).

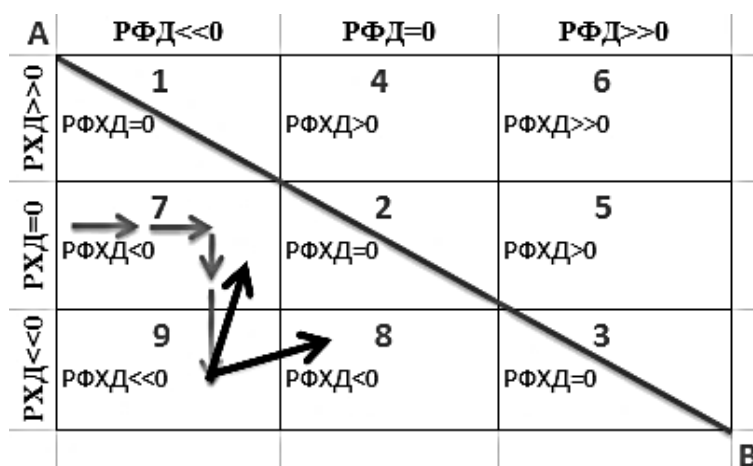


Рисунок 4. Матрица финансовой стратегии №1, млн. руб.

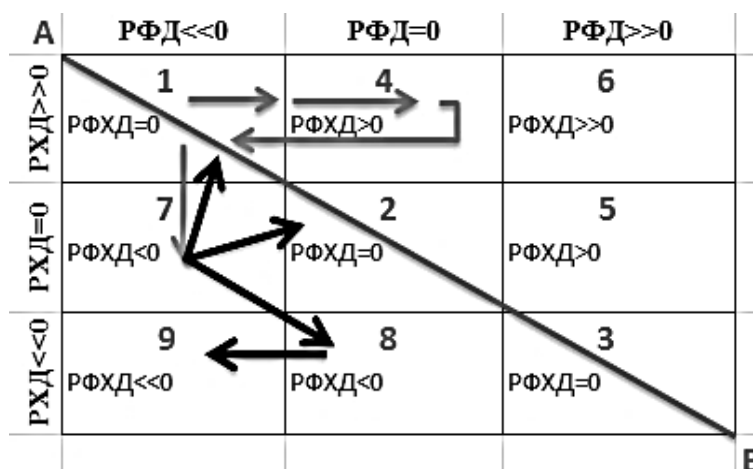


Рисунок 5. Матрица финансовой стратегии №2, млн. долл.



И здесь мы видим, что матрицы абсолютно разные, при том факте, что исследовалась одна и та же компания, но с учетом изменения валютных курсов.

В матрице №2 компания в 2012 году находилась в 1 квадрате – позиция равновесия («Отец семейства»), в 2013 году в 4 квадрате – позиция успеха («Рантье»), в 2014 году вернулась в 1 квадрат - позиция равновесия («Отец семейства»), в 2015 году перешла в 7 квадрат – позиция дефицита («Эпизодический дефицит»), откуда в 2016 году может перейти в 1,2,8,9 квадраты. Важно отметить, что за 2015 год были взяты результаты за 3 квартала.

Характеристика 7 квадрата - «Эпизодический дефицит»: наблюдение несовпадения сроков поступления средств и сроков наступления платежей. Если экономическая рентабельность растет более высокими темпами, чем выручка, то возможно финансовое равновесие (1,2). Если темп роста рентабельности ниже темпов роста выручки - то возможны финансовые проблемы(8,9)

В матрице №1 компания в 2012, 2013, 2014 годах находилась в 7 квадрате – позиция дефицита («Эпизодический дефицит»), в 2015 году перешла в 9 квадрат – позиция дефицита («Кризис»), откуда в 2016 может перейти 7 и 8 квадраты.

Характеристика 9 квадрата - «Кризис»: самое затруднительное положение; для перемещения в зону эпизодического дефицита (7) или в зону выбора (8) необходимо прекращение инвестиций, осуществление деятельности за счет кредиторской задолженности.

По результатам проведенного анализа видно, что матрица №2 выглядит намного успешней, чем матрица №1. Так в чем же разница? Какой матрице верить?

Во-первых, динамика цен на нефть на мировых рынках оказывает существенное влияние на курс российской валюты. Во-вторых, Бухгалтерская отчетность по РСБУ составлена в рублях, но рублевая отчетность не отражает всю реальную стоимость, так как значительная доля операций компании приходится на долларовые транзакции. Следовательно, правильным будет поставить в приоритете матрицу №2.

На 3 кв. 2015 года у компании были замечены: уменьшение прибыли до уплаты процентов и налогов и не выплачены все дивиденды за год - очевидно, компания на конец 2015 года останется в 7 квадрате. Учитывая, что курс доллара на ближайшую перспективу стабилизируется на уровне 40 долларов за баррель и компания будет работать только на самых рентабельных месторождениях, то в 2016 году она может остаться на той же позиции, или же перейдет в 2 («Устойчивое равновесие») или 8 («Дилемма») квадраты, совпадение с прогнозом матрицы №1. Таким образом, можно твердо утверждать, что падение цены на нефть, а с этим и девальвация рубля, с 2014 года тотчас неблагоприятно отразились на

финансовом состоянии компании, что видно на матрицах №1 и №2, и, обобщив, на нефтегазовых компаниях в целом.

Так как методика Матрицы не учитывает отраслевой специфики деятельности компании - это снижает достоверность и информативность результатов ее использования в анализе финансового состояния компании. А также результаты анализа компании с использованием Матрицы носят субъективный характер, так как присвоение номера квадрата на этапе ее построения подчиняется индивидуальному мнению аналитика о финансовой ситуации в каждом конкретном году, а не конкретным указаниям из методологии Матрицы.

Но при этом Матрица дает возможность генерировать понятную всем стратегическую карту развития компании в области финансов, представляющую собой не просто красивую картинку, а еще и подробное руководство к действию с возможными вариантами выбора дальнейшего развития. При грамотном использовании Матрицы с учетом выявленных недостатков можно сделать серьезный вклад в развитие компании.

### **Список использованных литературных источников**

1. Стоянова Е.С. Финансовый менеджмент и практика. М.: Перспектива. 2001.
2. <http://neftegaz.ru/> (Информационное агентство. Дайджест новостей нефтегазового сектора, аналитические обзоры, объявления, подборка деловой информации.)
3. <http://www.lukoil.ru/> (Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ»)

**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РАБОТЕ С НЕРЕНТАБЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**  
**(THE ECONOMIC ANALYSIS OF INFLUENCES OF ACTIVITIES ON WORKING WITH UNPROFITABLE WELLS ON THE EFFICIENT OPERATING OF PRODUCING WELLS)**

Бочкарёва Г.С.

(научный руководитель: ст. преподаватель Жукова С.Б.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Эффективность работы предприятия обусловлено множеством условий. К факторам, влияющим на успешность нефтегазодобывающей промышленности, относятся спрос и предложение нефти на мировом и внутреннем рынке, цены на нефть, среднесуточная добыча, объем запасов, их выработанность и множество геологических условий. В современной обстановке на старых месторождениях все эти факторы играют не в их пользу, что порождает вопрос об эффективности эксплуатации тех или иных скважин.

В частности это касается и ПАО «Татнефть», основные месторождения которого сильно выработаны. Так, в старейшем структурном подразделении компании – НГДУ «Лениногорскнефть» большая часть площадей характеризуется отбором нефти больше 80% с момента разработки (см. рисунок 1).

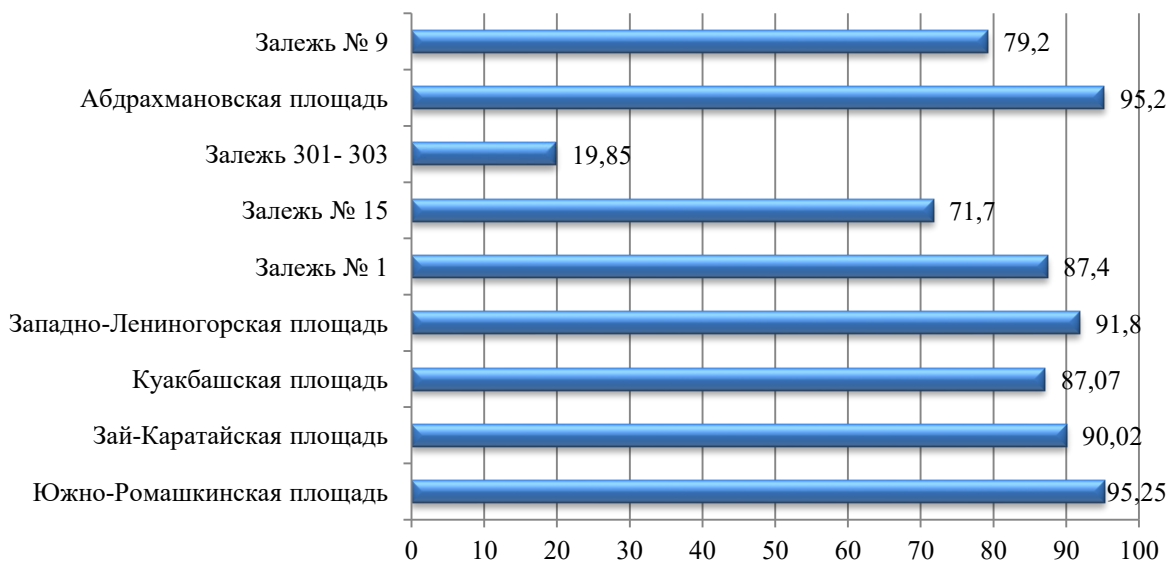


Рисунок 1. Процент отобранной нефти извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2014 год, %

Такое состояния разрабатываемых площадей негативно отражается на извлечении нефти, что сопровождается снижением дебита скважин действующего фонда, и возникает проблема возникновения

нерентабельных скважин. Под нерентабельными скважинами в данном случае понимаются скважины, выручка которых не покрывает затраты на ее эксплуатацию и норму прибыли. В НГДУ «Лениногорскнефть» около 17% всех скважин являются нерентабельными, из которых 9% убыточны (в общей структуре они занимают 1%) (см. рисунок 2).

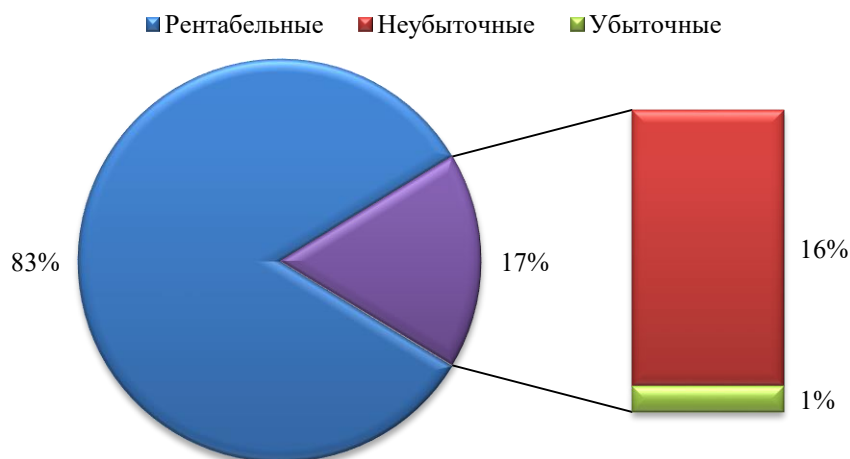


Рисунок 2. Структура скважин НГДУ «Лениногорскнефть» по признаку рентабельности на 1.09.2014

Основным направлением работы с нерентабельными скважинами, исходя из факторов отнесения их к таковым, является проведение геолого-технических и организационно-технических мероприятий по повышению добычи нефти и (или) снижению затрат на их эксплуатацию.

Среди российских нефтяных компаний, имеющих опыт работы с нерентабельными скважинами, можно проследить проведение мероприятий, влияющих на затраты по эксплуатации скважин и на объем добычи нефти.

В качестве примера воздействия на затраты может послужить опыт дочернего предприятия ОАО НК «РуссНефть» ОАО «Варьенганнефть», которому удалось при реализации программы по увеличению энергоэффективности работы скважин посредством внедрения технологии периодического кратковременного включения ЭЦН за 8 месяцев 2014 года сэкономить более 5,5 млн. кВт-ч и таким образом сократить нерентабельный фонд скважин.

Примером влияния на объем добычи нефти является опыт ТПП «Лангепаснефтегаз», специалисты которого приняли решение углубить нерентабельные скважины на нижележащие пласты месторождений со сложным строением. Данный способ позволяет вовлечь в разработку ранее не задействованные участки пласта, но и в короткие сроки окупить все расходы по реконструкции скважины за счет дополнительной добычи.

Также в ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" для увеличения добычи в нерентабельных скважинах был применен метод бурения боковых стволов. Такая технология осуществляется на уже разбуренных участках

месторождений с хорошо изученной геологией, при этом для ее реализации не надо устанавливать буровую установку, т.к. с задачей справляется бригада по капитальному ремонту скважин.

Также сотрудниками Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова» Литвиненко В.С., Соловьева Г.Н. при совместном участии Дюкова А.В. (на сегодняшний день генерального директора ОАО «Газпромнефть») был изобретен и запатентован электротермический комплекс для увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта. Данное изобретение применяется для возобновления эксплуатации нерентабельных скважин, для тепловой обработки гидравлической связи пласта со скважиной, увеличения нефтеотдачи пласта и дебита скважина. Экономическая целесообразность применения данного комплекса была доказана на Усинском месторождении.

К другому направлению по работе с нерентабельными скважинами является их остановка с последующей консервацией. К такому решению предприятие может прийти в случае нецелесообразности проведения ГТМ, при условии, что ее остановка не повлияет отрицательно на работу других скважин.

Для НГДУ «Лениногорскнефть» основным направлением работы является проведения различного рода геолого-технических мероприятий, направленных в большинстве случаев на увеличение добычи нефти. Так за 2014 год было проведено 29 ГТМ на нерентабельных скважинах, основную долю из которых составляют МУН.

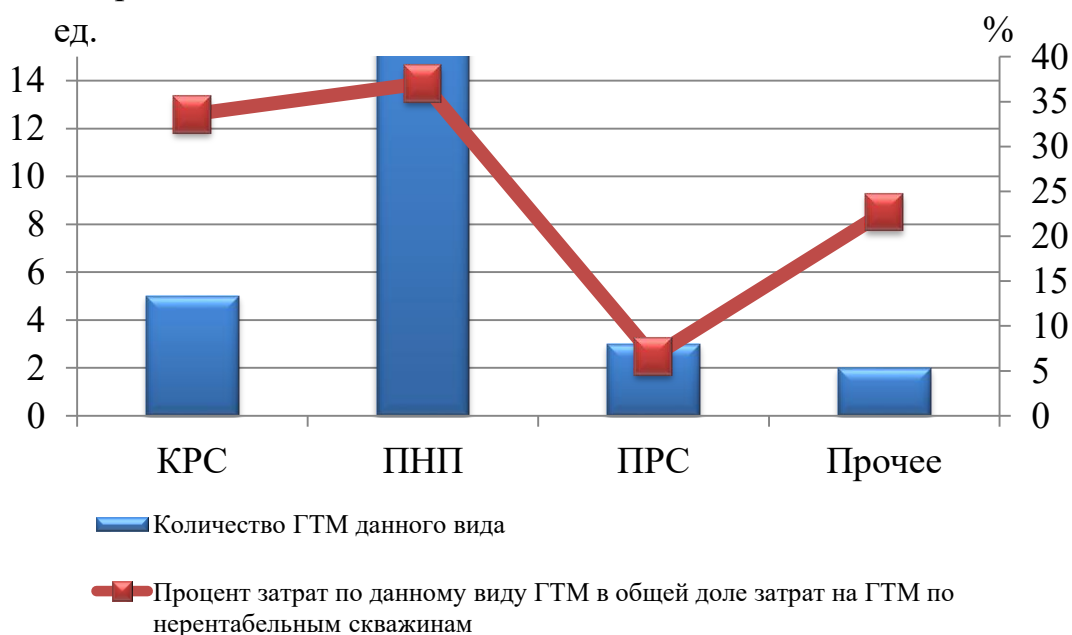


Рисунок 3. ГТМ по восстановлению нерентабельных скважин в НГДУ «Лениногорскнефть» в 2014 году

Следует отметить, что распространенность МУН на нерентабельных скважинах обусловлено своей эффективностью, в частности успешность проведенных МУН составляет более 90%.

Для анализа были рассмотрены два вида МУН: водоизоляция в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах и депрессионная перфорации с термобароимплозионным воздействием. Успешность данных мероприятий 100%.

Благодаря проведению данных мероприятий НГДУ сократило количество нерентабельных скважин и дополнительно получило за 2014 год около 2 тысяч тонн нефти, что позволило получить дополнительную выручку в размере 18,7 млн. рублей, прибыль при этом увеличилась на 4,5 млн. рублей. Следует отметить, что в течение срока эффекта от проведения данных мероприятий дополнительная добыча составила 4 тысячи тонн.

Из вышесказанного, следует отметить, что проведение МУН положительно влияет на эффективность эксплуатации скважин и позволяет получить дополнительную прибыль.

Нельзя не отметить и другой взгляд на проблему возникновения нерентабельных скважин, а именно передачу нерентабельных нефтяных скважин малому и среднему бизнесу с предоставлением налоговых льгот. Причем необходимо определить и законодательно закрепить схему передачи таких скважин, а также необходимо, чтобы данный процесс был максимально прозрачен. Налоговые льготы, предоставляемые по этим скважинам, повысили бы их рентабельность, что позволило бы данной скважине находиться дольше в эксплуатации, тем самым увеличивая добычу организации. Все это позволит развить средний и малый бизнес в нефтегазовом секторе.

Таким образом, нерентабельные скважины являются неотъемлемой частью разработки «старых» месторождений, но благодаря своевременному их выявлению и принятию эффективных управленческих решений, можно добиться положительных результатов и продлить жизненный цикл месторождений.

### **Список использованных литературных источников**

1. Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Лениногорскнефть»
2. План ГТМ на 2014 год по НГДУ «Лениногорскнефть»
3. Демиденко Ю. Достигая высоких показателей // Газета «Нефтяник Западной Сибири». 2012. №28. С. 1-2.
4. <http://www.findpatent.ru/patent/240/2405928.html>
5. <http://www.interfax.ru/pressreleases/400544>

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМА УПРАВЛЕНИЯ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ПРЕДПРИЯТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ  
(IMPROVING THE MECHANISM OF MANAGEMENT ACTIVITIES  
ENTERPRISE PIPELINE TRANSPORTATION OF OIL AND OIL  
PRODUCTS)**

Валянова Е.К.

(научный руководитель: профессор, д.э.н. Котов Д.В.)

УГНТУ

Любой компании важно иметь долгосрочные цели и стратегический план. По мнению большинства ученых стратегический план развития является первоначальным шагом в успешном управлении. В крупной компании планы объединяются в программы развития. В вертикально-интегрированной, холдинговой компании цели, планы и программы выполняются предприятиями, работающими на кумулятивный результат в долгосрочной перспективе. Составление планов и программ развития происходит на основе анализа деятельности, целеполагания, определения основных критериев, достижение которых планируется осуществить в течение будущих лет и т.д.[5,7]

Важной составляющей стратегического плана является оценка экономических выгод. Для получения точных и достоверных результатов расчет экономической эффективности должен затрагивать все факторы, влияющие на программу развития.[1,8]

Нефтегазовый комплекс является крайне важным для России. Одной из его основных частей является система транспортировки нефти и нефтепродуктов, развитие и управление которой осуществляет ОАО «АК «Транснефть» [6].

ОАО «АК «Транснефть» является крупнейшей трубопроводной компанией в мире. За 2014 год компания транспортировала 87,6% всей нефти и около 25% производимых в стране нефтепродуктов по территории России, а также значительные объемы углеводородного сырья стран СНГ.[2,9]

Рассмотрим особенности управления формированием и реализацией программ развития в компании с точки зрения устанавливаемых критериев результативности и эффективности.

Система управления деятельностью крупнейшего холдинга ОАО «АК «Транснефть» строится с помощью использования ключевых показателей эффективности (КПЭ). Перечень показателей входящий в эту систему сформирован в 2011 году. Совершенствование КПЭ и самой системы управления входит в основу программы инновационного развития, осуществление которой планируется в период до 2017г., но на

сегодняшний день оценка результатов работы предприятия и система управления опирается на такие показатели как:

- плановый грузооборот;
- консолидированная чистая прибыль;
- удельная аварийность на магистральных трубопроводах;
- удельное потребление электроэнергии используемой для транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам;
- сумма капитальных и операционных затрат;
- производительность труда;
- удельный выброс загрязняющих веществ в атмосферу;
- доля прямых закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства в общем объеме закупок.

По каждому из этих показателей на начало периода устанавливаются плановые значения, обоснование которых часто является формальным, по окончании периода происходит сравнение планового и фактического значений показателей, на чем и основывается оценка эффективности всей компании. Главный недостаток используемой системы оценки заключается в отсутствии достаточной обоснованности каждого планового показателя, учета рисков и их влияния на изменение показателей, а также отсутствие зависимости показателей друг от друга, в частности отсутствует связь критериев для показателей во времени. Также не мало важным является отсутствие привязки показателей к результатам выполнения программ развития, так как результат и срок реализации этих программ позволяет делать вывод об эффективности работы всей компании.

Как и все крупнейшие компании, ОАО «АК «Транснефть» имеет свою стратегию и план развития, в рамках которой существуют отдельные программы, направленные на разные специфики:

- программа ОАО «АК «Транснефть» по использованию избыточных мощностей по транспортировке нефти в западном направлении для транспортировки нефтепродуктов. Данная программа включает ряд проектов по переводу под транспортировку дизельного топлива магистральных нефтепроводов: «Тихорецк-Новороссийск», «Ярославль Кириши», «Кириши-Приморск», «Горький–Рязань», «Рязань-Москва», «Тюмень-Юргамыш», реализацию этих проектов планируется осуществить в период 2015-2017 гг.;

- программа инновационного развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2017 года;

- инвестиционная программа развития на период до 2019 года;

- программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности, период осуществления 2012-2015гг. и др.[2]



Но основной и самой масштабной программой является «Долгосрочная программа развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года» утвержденная решением совета директоров компании 19.11.2014г. В рамках реализации данной программы в течение 6 лет планируется реализация отдельных проектов:

- строительство нефтепроводов «Заполярье-Пурпе», «Куюмба-Тайшет» и продуктопровода «Юг» на участке «Волгоград-Новороссийск»;
- расширение пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО»;

- реконструкция нефтепроводов для обеспечения транспортировки нефти на НПЗ – Афипский, Ильский, Яйский, Томскнефтепереработка, Волгоградский, Гуапсинский;

- реконструкция объектов для стабилизации качества нефти западного направления;

- реконструкция системы магистральных трубопроводов для увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов;

- подключение к системе МНПП Антипинского и Волгоградского НПЗ. [2]

Изучив существующую классификацию и группировку проектов, можно отметить ее недостаточную точность, так как входящие в программу проекты являются разносторонними и охватывают разные виды деятельности.

Каждая программа развития в компании ОАО «АК «Транснефть» перед началом ее реализации, в период формирования, проходит оценку экономической эффективности. Используется метод дисконтированных денежных потоков, с помощью следующих показателей:

- чистая приведенная стоимость;
- срок окупаемости;
- дисконтированный срок окупаемости и др.

Существующая модель оценки эффективности программ развития представлена на рисунке 1.

Изучение российского и зарубежного опыта и фактически полученных результатов реализации инвестиционных и инновационных проектов в нефтегазовых компаниях, позволяют утверждать, что используемая модель оценки эффективности программ развития с помощью метода дисконтированных денежных потоков не позволяет в полной мере оценить возможный результат каждого проекта и соответственно может дать ошибочные результаты.



Рисунок 1. Существующая модель оценки эффективности программ развития в ОАО «АК «Транснефть»

Основными недостатками данного метода являются:

- невозможность предсказания экономических и других показателей на период меньше года;
- чрезмерно высокий удельный вес значения дисконтированного денежного потока;
- высокая чувствительность прогноза к ставке дисконтирования и размеру денежных потоков (незначительные изменения значений способны изменить итоговую оценку программы развития на 10-20%).[4]

Рассмотрим результаты стоимостной оценки проектов входящих в инвестиционную программу, которая в данный момент находится в реализации компании ОАО «АК «Транснефть». Программа включает в себя 30 проектов, из них 18 входят в программу развития системы магистральных нефтепроводов, а 12 включены в программу развития системы магистральных нефтепродуктопроводов. Сроки начала и окончания каждого проекта различны, от двух до семи лет, самый ранний срок начала проекта – 2009 год. Общая сумма инвестиций на каждый проект определена и представлена в отчете компании. В 2014 году фактический объем финансирования всей инвестиционной программы составил 156 106,8 млн. руб., из них на программу развития системы магистральных нефтепроводов потрачено 142 993,4 млн. руб., а на

программу развития системы магистральных нефтепродуктов – 13 113,4  
Стоимостная оценка инвестиций некоторых проектов, в рамках этих программ, представлена в таблице 1.

Таблица 1. – Стоимостная оценка инвестиционных проектов ОАО  
«АК «Транснефть», находящиеся в реализации [3]

№	Наименование проекта	Срок реализации		Стоимостная оценка инвестиций, млн. руб		
		Начало	Окончание	Общая сумма всего проекта	до 2014 года	2014 год (факт)
1	Расширение ТС ВСТО на участке ГНПС «Тайшет» - НПС «Сковородино» до 80 млн. тонн в год	2014	2019	27733,29	18000,68	4934,5
2	Расширение ТС ВСТО на участке НПС «Сковородино» - СМНП «Козьмино» до 50 млн. тонн в год	2014	2019	7210,47	0,67	323,8
3	Расширение пропускной способности нефтепровода «Сковородино-Мохэ» до 30 млн. тонн нефти в год	2013	2017	35043,74	0,00	556,4
4	Реконструкция магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти на НПЗ Краснодарского края	2013	2018	46903,82	0,00	589,2
5	Расширение пропускной способности магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» для обеспечения транспортировки нефти на Яйский НПЗ в количестве до 3 млн.тонн в год	2011	2015	4780,07	51,87	2181,2
6	Реконструкция объектов магистральных нефтепроводов «Туймазы – Омск – Новосибирск-1 (ТОН-1)» и «Туймазы – Омск – Новосибирск-2 (ТОН-2)» для организации транспортировки высокосернистой нефти	2013	2015	3861,21	722,26	5953,2
7	Увеличение пропускной способности МН «Ярославль-Москва»	2014	2017	7980,13	545,75	2,7
8	Развитие корпоративной сети передачи данных для построения единой информационной системы (ЕИС) ОАО "АК «Транснефть»	2012	2019	20093,93	2509,35	3803,2

## Продолжение таблицы 1.

9	Балтийская трубопроводная система -2 (БТС-2). Строительство вспомогательных объектов инфраструктуры	2013	2015	14379,46	6488,40	2483,4
10	Проект «ЮГ». 2 этап. Строительство МНПП «Волгоград - Тихорецк»	2013	2017	33323,58	0,00	2321,3
11	Развитие системы магистральных трубопроводов для увеличения поставок нефтепродуктов в порт Приморск до 15 млн. тонн в год. (Проект «Север»)	2013	2016	3055,07	439,00	4039,4

Проанализировав суммы инвестиций по каждому проекту можно сделать вывод, что уже на период до 2014 года фактическая сумма инвестиций в двух проектах оказалась больше планового значения, а реализация этих проектов еще не закончена. Также некоторые проекты, реализация которых началась 2-4 года назад, а завершение планируется уже в 2015 году на данный момент проинвестированы в среднем лишь на 5-25%. Получение таких результатов может свидетельствовать о изначально некорректном расчете оценки эффективности каждого проекта в инвестиционной программе. И не учете всех факторов влияющих на потоки денежных средств.

Максимальная точность и достоверность, результатов оценки эффективности программ развития, очень важна в работе такой крупной компании как ОАО «АК «Транснефть», поэтому система оценки должна охватывать и оценивать как можно больше влияющих на всю программу развития факторов, а также учитывать особенность каждого реализуемого проекта и брать во внимание результат, который планируется достичь.

По результатам анализа подходов и методов управления в компании ОАО «АК «Транснефть» можно выделить основные пути совершенствования и доработок. По мнению автора, совершенствовать управление необходимо в сферах:

- 1) классификация и группировка проектов и программ развития компании;
- 2) система оценки эффективности деятельности компании;
- 3) метод оценки эффективности реализации программ развития.

Исходя из выделенных направлений совершенствования, предложена модель управления деятельностью, которая учитывает существующие проблемные зоны и недостатки в нынешней системе управления ОАО «АК «Транснефть». Данная модель представлена на рисунке 2.

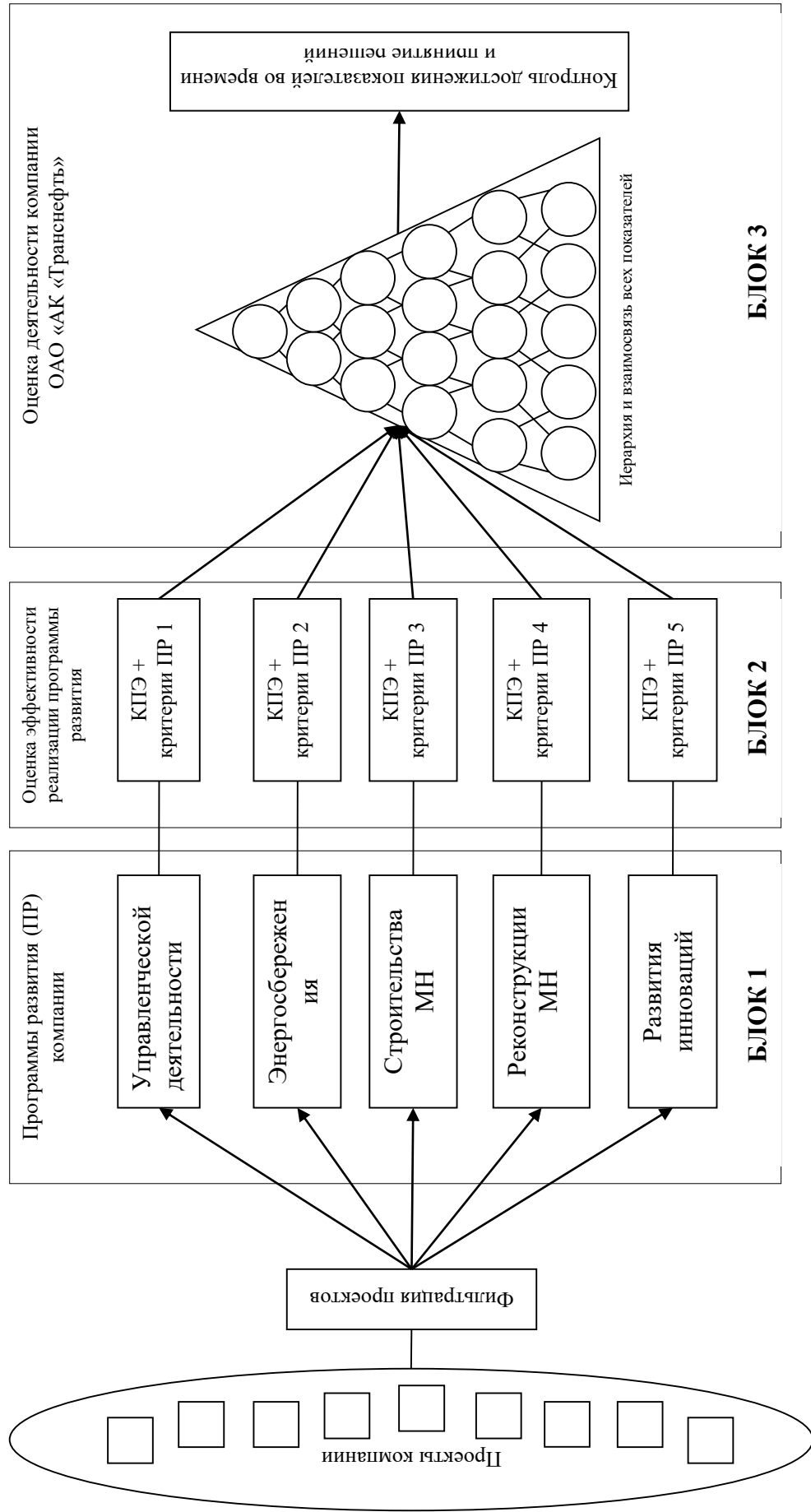


Рисунок 2. Модель управления деятельностью компании ОАО «АК «Транснефть»

Рассмотрим основные характеристики и назначение блоков модели.

Первоочередным блоком изменения системы управления в компании ОАО «АК «Транснефть» является изменение классификации программ развития. Все проекты, готовящиеся к реализации необходимо сгруппировать по специфике выполнения работ. Это позволит создать новую, более ясную и структурированную классификацию программ развития, а также облегчит дальнейшую оценку эффективности, за счет концентрации внимания на выполнении отдельных видов работ и учете специфических факторов влияния. На данный период, исходя из имеющихся проектов компании, предложена следующая классификация программ развития:

- программа развития управленческой деятельности;
- программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- программа развития по строительству магистральных нефтепроводов;
- программа развития по реконструкции магистральных нефтепроводов;
- программа инновационного развития.

Также при изменении видов проектов или их дополнении возможна дальнейшая корректировка классификации, в том числе ее дополнение или сокращение.

Вторым важным блоком в измененной модели управления является оценка эффективности каждой программы с помощью разработки ключевых показателей эффективности (КПЭ). Каждая программа развития включает ряд проектов. Совокупность результатов оценки каждого проекта позволит получить обобщенный результат эффективности реализации всей программы. Таким образом, для каждой программы должны быть разработаны свои собственные КПЭ и их критерии, которые позволят оценить результат выполнения программы развития. Считаем, что оптимальным будет использование до 4-6 КПЭ по каждой программе, которые и позволят выполнить достоверную оценку результативности.

В первую очередь для выделения КПЭ необходимо определить влияние внешних и внутренних факторов на реализацию каждого проекта и выделить основные риски, которые могут возникнуть в ходе его осуществления. Учитывая возникновение этих рисков можно выделить основные показатели, которые наиболее полно характеризуют каждый проект с учетом всех особенностей. Так же ключевые показатели эффективности должны быть четко сформулированы, понятны и просты, быть измеримы либо иметь фактическое значение.

Для получения полного и достоверного результата предлагается оценивать эффективность реализации программ, используя следующие группы показателей:

- 1) финансовые;
- 2) экологические;
- 3) социально-экономические;
- 4) производственные.

Использование данных групп показателей при оценке программ развития позволит дать полноценный результат и оценить эффективность выполнения этих программ со всех сторон, так как эти показатели позволяют оценить все результаты проектов, как количественные, так и качественные.

После выделения показателей определяются их критериальные значения. В зависимости от показателей критерии могут быть составлены:

- на основе общепринятой практики;
- на основе желаемых результатов;
- на основе сравнений с аналогичными показателями другого проекта.

Четвертым блоком в модели управления развитием в компании ОАО «АК «Транснефть» является построение иерархии КПЭ. Такая иерархия позволит делать оценку деятельности всей компании.

Эффективный результат работы всей компании зависит от выполнения разработанных программ развития, совокупность которых, в свою очередь, и является реализацией стратегии компании. Следовательно, объединив результаты оценки эффективности по всем программам развития можно получить общий результат эффективности работы компании ОАО «АК «Транснефть».

Таким образом, оценивать эффективность деятельности компании можно с помощью объединения КПЭ по каждой программе в единую систему и построения их взаимосвязи. Оптимальным считается количество КПЭ не более 15-20 штук. Также необходимо, чтобы по ним выполнялось условие непротиворечивости. Построение иерархии всех КПЭ нужно для определения взаимосвязи изменения одного показателя от изменения других и тем самым выделить основных наиболее важных показателей, изменение значений которых может свидетельствовать об эффективной или неэффективной деятельности компании.

Иерархия КПЭ также должна позволить предвидеть негативные последствия от наступления тех или иных событий во внешней среде или в самой компании. Зная как КПЭ нижних уровней влияют на основные КПЭ можно спрогнозировать будущие изменения. Такой подход предполагает построение системы мониторинга КПЭ и ее внедрение в практику управленческой деятельности.

Построение системы взаимозависимых критериев, их контроль во времени и принятие решений в зависимости от изменения тех или иных

показателей является следующим этапом модели управления компанией ОАО «АК «Транснефть».

Предложенная модель управления развитием в компании ОАО «АК «Транснефть» позволит всесторонне оценивать результат всей деятельности с учетом особенностей каждой программы развития и влияния внутренних и внешних факторов на работу компании. А также производить контроль достижения целей, принимать экономически обоснованные решения по корректировке проектов развития и планов текущей деятельности при возникновении отклонений.

### **Список использованных литературных источников**

1. Котов Д.В. Современные инструменты оценки эффективности инновационных проектов [текст] / Д.В. Котов, О.Ю. Ефимова // Экономика и управление. – 2011. - №5
2. Официальный сайт ОАО «АК «Транснефть» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.transneft.ru> (дата обращения 05.03.2016)
3. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2014 год
4. Дисконтирование денежных потоков [Электронный ресурс]. – URL: <http://sprintinvest.ru/diskontirovanie-denezhnyx-potokov> (дата обращения 05.03.2016)
5. Буренина И.В. Производственный менеджмент / И.В. Буренина, И.М. Захарова // Учебное пособие – Уфа: УГНТУ, 2010
6. Котов Д.В. Экономические основы производства в трубопроводном транспорте нефти и газа / Д.В. Котов, И.В. Буренина, З.Р. Гафарова и др. // Учебник – Уфа: УГНТУ, 2011
7. Бирюкова В.В. Производительность хозяйственных систем и факторы ее роста // Актуальные вопросы экономики и управления российскими предприятиями. Сборник научных статей – Омск СИБАДИ, 2009, с. 14-19
8. Тасмуханова А.Е. Оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий / А.Е. Тасмуханова автореферат диссертации на соискание ученой степени к.э.н. / Уфимский научный центр РАН. - Уфа, 2006
9. Нургалеева К.Р. Анализ современного состояния российской нефтепереработки / К.Р. Нургалеева, А.Е. Тасмуханова // Новая наука: Современное состояние и пути развития. – 2016 №2-1 (62), с.172-175



**СОСТОЯНИЕ ИННОВАЦИЙ В ОТЕЧЕСТВЕННЫХ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ  
(STATE OF INNOVATIONS IN DOMESTIC OIL AND GAS  
COMPANIES)**

Волков А.А.

(научный руководитель: к.э.н., доцент Разманова С.В.)  
Ухтинский государственный технический университет

Необходимость перехода от топливно-сырьевой к инновационной модели развития экономики и наличие высокой зависимости нефтегазового сектора и, как следствие, доходов государства от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка, были отмечены в энергетической стратегии РФ на период до 2020 года, утвержденной 28 августа 2003 года: «Наблюдается тенденция к дальнейшему повышению доли нефти и газа в структуре российского экспорта, вместе с тем недостаточно используется потенциал экспорта других энергоресурсов, в частности, электроэнергии. Это свидетельствует о продолжающемся сужении экспортной специализации страны и отражает отсталую структуру всей экономики России». Стратегией отмечалось максимально возможное использование во всех технологических процессах и проектах конкурентоспособного отечественного оборудования, важность осуществления модернизации во многом устаревшей морально и изношенной физически технологической базы ТЭК и обеспечение воспроизводства его вырабатываемой ресурсной базы.

В целевых индикаторах реализации стратегии инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года устанавливалось 45 целевых показателей. Одним из них является показатель «сальдо экспорта-импорта технологий», его значение закладывалось в 2013 г. на уровне минус 0,9 млрд. долларов США, в 2016 г. минус 0,6 млрд. долларов США, в 2020 г. плюс 0,3 млрд. долларов США. По данным статистического сборника ВШЭ «Наука. Инновации. Информационное общество: 2015: краткий статистический сборник» сальдо платежей за технологии в 2014 г. (табл. 1) находилось на уровне минус 1,18 млрд. долларов США, что отражает разрыв между плановыми целевыми уровнями программы и фактическим результатом.

Таблица 1.- Сальдо платежей за технологии в 2014 году по странам [1]

Страна	Сальдо платежного баланса, млн. долларов
Россия	-1 176,6
Великобритания	26168,6
Германия	12427,7
Италия	1330,4
Канада	1393,5
Республика Корея	-5192,7
США	38900
Франция	1954,8
Япония	28868,4

В 2013 году Правительство РФ приняло решение о корректировке Энергетической Стратегии России на период до 2030 года (с пролонгацией до 2035 г.). В обновленной энергетической стратегии РФ-2035 центральной идеей является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. При этом новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений.

В стратегии отмечается, что в 2009 - 2012 гг. возросла зависимость экономики России от ТЭК по его доле в экспорте (70 %), доходах федерального бюджета (50 %) и инвестициях (40 %).

Базой для реализации идеи о переходе к инновационно-сырьевой модели хозяйствования служит возрождение цикла фундаментальные исследования – применение в производстве – коммерциализация.

Значительную часть расходов на финансирование НИОКР несет государство: доля расходов федерального бюджета во внутренних затратах на исследования и разработки составила 80 % в 2010 – 2012 гг. и 88 % – в 2013 г.

Доля затрат федерального бюджета на фундаментальные исследования составляет около 20 % от общей суммы расходов, динамика отрицательная: в 2010 г. доля затрат на фундаментальные исследования составляла 20 %, в 2013 г. – 17 %, предварительное значение за 2014 г. – 16 %. Прикладные исследования и разработки, соответственно, показывают положительную динамику [2].

На государственном уровне степень подготовленности к инновационным преобразованиям можно оценить с помощью инновационного рейтинга ЮНЕСКО. В глобальном инновационном рейтинге 2014 г., подготовленном ЮНЕСКО, Российская Федерация

занимает 49 место из 143 стран [3]. По данным ЮНЕСКО, совокупного падения расходов в области R&D в результате кризиса 2008-2009 гг. не было выявлено в большинстве стран Восточной Европы, крупных европейских странах, таких как Франция и Германия, некоторых азиатских экономиках с высоким уровнем дохода (Республика Корея) и странах с развивающимися экономиками (Китай и Российская Федерация).

Вместе с тем энергетическая отрасль сегодня сталкивается с серьезными проблемами, которые требуют надлежащего внимания, как со стороны государства, так и корпораций [4].

При сохранности основных идей в периодически обновляемых энергостратегиях, условия хозяйствования фирм значительно изменились: структура запасов стала трансформироваться в сторону увеличения объема трудноизвлекаемых категорий, повысились требования норм экологичности, расширилось присутствие в шельфовых проектах, ужесточилась конкуренция на внешних рынках. Для ряда отечественных нефтегазовых компаний дополнительным вызовом выступили ограничения технологического трансфера и долгосрочного заимствования зарубежными партнерами.

В данном контексте для компаний достижение поставленных ранее стратегических задач, особенно в области ввода новых перерабатывающих мощностей, становится затруднительным. Снижение уровня текущих инвестиций с определенным лагом проявится в операционных показателях компаний, а также отразится на скорости развития технологических инноваций.

Напряженная ситуация складывается в сфере нефтехимических технологий. Как отмечает директор департамента аналитики ЗАО «Альянс-Аналитика» Тамара Хазова, сейчас в России в основном используются технологии пиролиза первого и второго поколения, имеющие низкую производительность. И только появляются установки третьего поколения мощностью 450 – 600 тыс. тонн в год. Между тем, во всем мире уже применяются технологии четвертого (до 800 тыс. тонн) и пятого (1,2 – 1,5 млн тонн) поколений.

Наши ученые вынуждены довольствоваться лишь модернизацией старых пиролизных установок первого-второго поколений. И в короткий период до 2030 года разработать и построить собственные пиролизные печи будет невозможно. Поэтому в роли лицензиаров вновь выступят иностранные компании, такие как американские Kellogg+Branch&Root, Lummus Global, Stone and Webster, а также французская Technip и германская Linde [5].

Для анализа состояния инноваций на корпоративном уровне используются показатели уровня финансирования НИОКР, соотношения их с выручкой компании, динамика ОиС, оцениваются принятые в компании программы по инновационному развитию, источники

технологического оснащения, основывающиеся на собственных разработках или внешних трансферах.

В период 2008 – 2014 гг. произошло увеличение показателя отношения расходов на НИОКР к выручке у большинства отечественных нефтегазовых компаний (рисунок 1), однако зарубежные фирмы остаются лидерами в объемах инвестирования в НИОКР в абсолютном выражении.

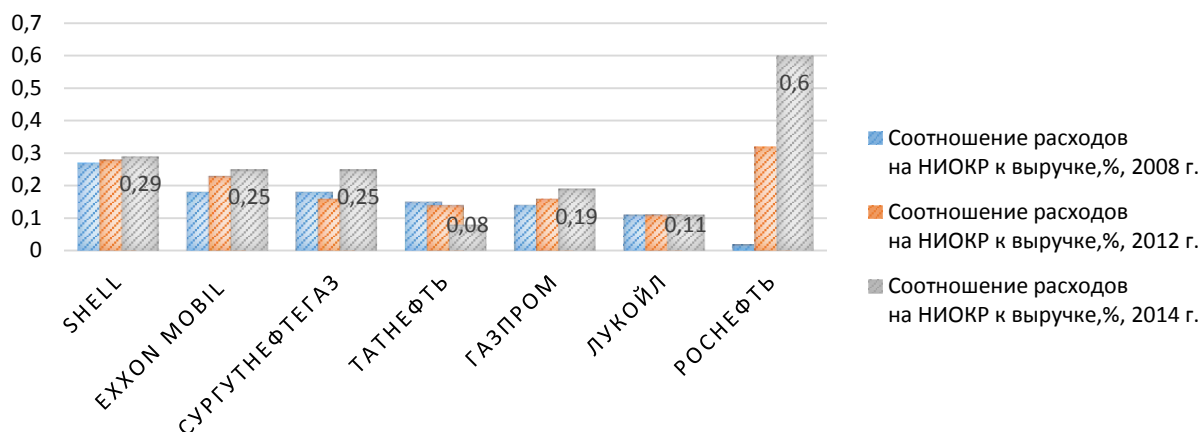


Рисунок 1. Динамика соотношения расходов на НИОКР к выручке зарубежных и отечественных нефтегазовых компаний

На основе базы данных ФИПС за период с 2000 по 2015 гг. авторами был осуществлен анализ динамики изобретательской деятельности ведущих нефтегазовых компаний нефтегазовой отрасли (рисунок 2). Представленные данные наглядно демонстрируют, что по уровню динамики регистрации объектов интеллектуальной собственности в РФ со значительным отрывом от других ВИНК лидируют ПАО «Татнефть» и ПАО «Газпром».

Структура объектов интеллектуальной собственности по видам деятельности в ведущих ВИНК в 2000-2015 гг., представленная на рис. 3, свидетельствует о том, что компании основной упор делают на развитие технологий в сегменте «добыча». Только в ПАО «НК «Роснефть» динамика патентов и изобретений в сегменте «переработка» несколько преобладает над сегментом «добыча». Сложившаяся на текущий момент структура отечественных ВИНК в пользу инвестиций в технологии, обеспечивающие повышение эффективности и переработки углеводородов, находится в русле тенденции инвестирования в НИОКР мировыми нефтегазовыми компаниями.

Несмотря на то, что в большинстве российских компаний созданы программы инновационного развития, закрепляющие долгосрочные технологические приоритеты, инвестиции российских сырьевых компаний в технологии, которые в действительности можно отнести к инновационным, в период высоких цен на нефть чаще всего не являлись

стратегическим приоритетом компаний.

На уровне отечественных промышленных предприятий практически не существует системного подхода к адаптации технологий, компании действуют, исходя из текущей ситуации, зачастую при отсутствии инновационных программ.

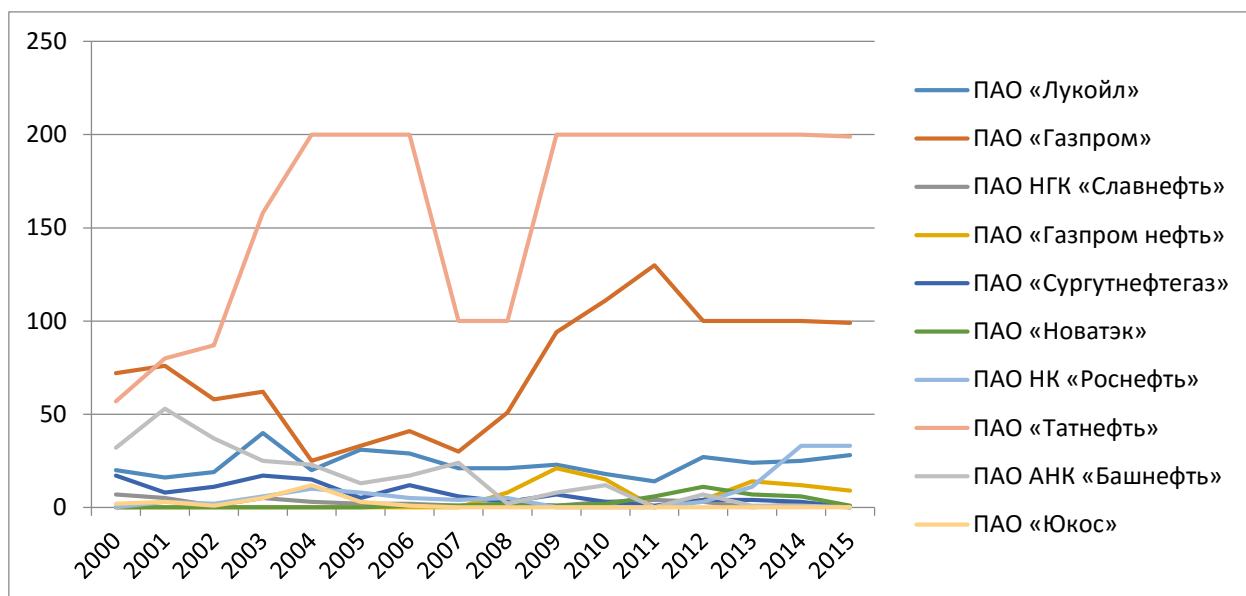


Рисунок 2 Динамика изобретательской деятельности ведущих нефтегазовых компаний

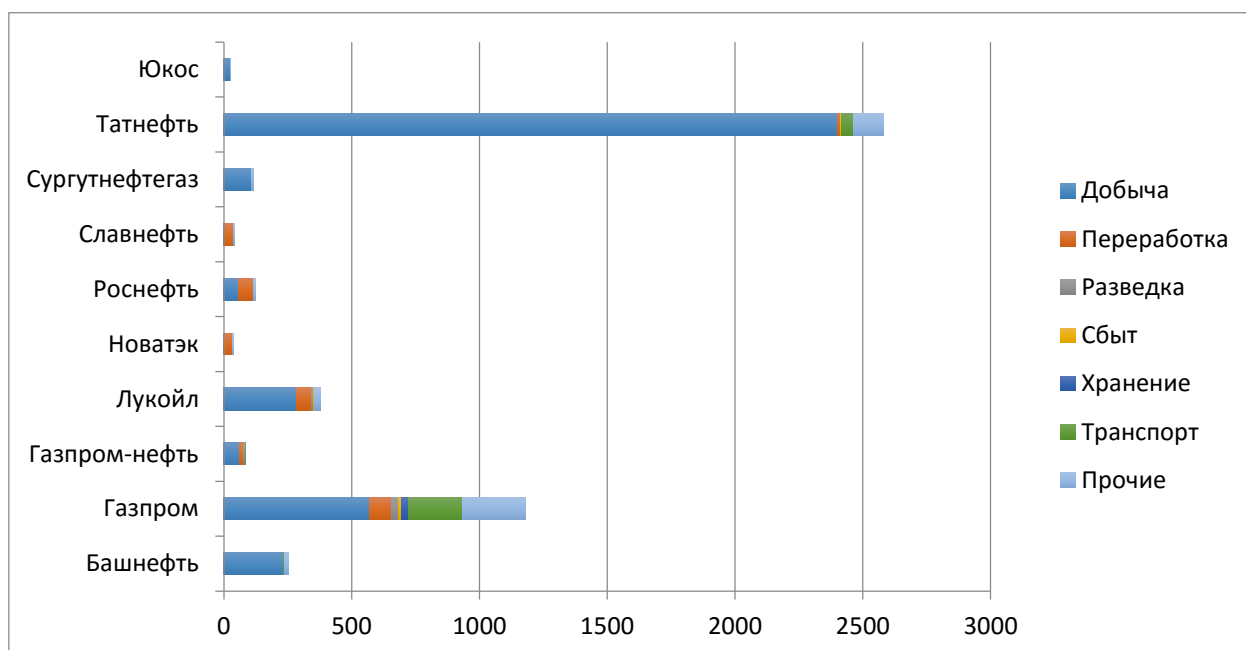


Рисунок 3. Структура объектов интеллектуальной собственности по видам деятельности в отечественных ВИНК (2000-2015 гг.)

Курс на технологическую модернизацию РФ, заявленный в 2008 году, фактически не был поддержан как государственными, так и

бизнес-структурами. Сегодня, в условиях западных санкций, в области предоставления высоких технологий, низкого курса рубля и ограниченности кредитных ресурсов не стоит надеяться на то, что обновление основных фондов в промышленности будет происходить быстрыми темпами [6].

ВИНК поддерживают сотрудничество с западными лицензиарами, не желая отказываться от них в пользу неясных перспектив импортозамещения. По этой причине решение вопроса возлагают на государство. В свою очередь государство пытается стимулировать инновационную активность самих компаний. В настоящее время активно обсуждаются механизмы налогообложения в отрасли, согласно которым речь идет о налогообложении финансового результата, а не физической добычи. Предлагается стимулировать инновационную деятельность, обязав ВИНК закупать инновационную продукцию в плановом режиме [7].

Запрет технологического трансфера показал зависимость отечественной нефтегазовой отрасли от передовых разработок западных поставщиков. Анализ, проведенный экспертами Министерства энергетики РФ, выявил, что большую часть оборудования, импортируемого российскими нефтегазовыми компаниями, сегодня возможно заменить российскими либо зарубежными аналогами, производимыми в странах, не поддержавших санкции. Однако в среднесрочной перспективе может быть осуществлена только частичная замена такого оборудования.

На данный момент можно констатировать, что инновационное развитие нефтегазовых компаний носит фрагментарный, а не системный характер. Обновленная программа энергетического развития РФ до 2035 года подчеркивает необходимость активизации широкого инновационного обновления отраслей ТЭК за счет отечественных технологий, материалов и оборудования.

### **Список использованных литературных источников**

1. Г.И. Абдрахманова, Н.В. Городникова, Л.М. Гохберг Наука. Инновации. Информационное общество: 2015 : краткий статистический сборник. - М.: НИУ ВШЭ - 2015. – 54 с.
2. Ежегодный мониторинг средств, выделенных из федерального бюджета на финансирование НИОКР (в том числе по приоритетным направлениям инновационного развития России) – 2014. [электронный ресурс]. -  
Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/attachment/4879.pdf> (проверено 7.03.2016).
3. Глобальный инновационный индекс - 2014. ЮНЕСКО. [электронный ресурс]. –  
Режим доступа: <http://www.uis.unesco.org/Library/Documents/global->

- innovation-index-2014-human-factor-in-innovation-en.pdf (проверено 7.03.2016).
4. Costa-Campi M.T., Duch-Brown N., García-Quevedo J. R&D drivers and obstacles to innovation in the energy industry// *Energy Economics* (2014) Volume: 46. Issue 6. Pp. 20-30.
  5. Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали». Иностраный акцент российской переработки // Нефтегазовая вертикаль. Технологии специальное приложение. - М.: НИУ ВШЭ – 2015. – №12 – с.1 [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngv.ru/ngv-technology/neftepererabotka-sanktsii-tsena-na-neft-importozameshchenie-tekhnologiy/> (проверено 7.03.2016).
  6. Катастрофы и откаты: как разваливается Россия. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rbc.ru/opinions/economics/07/07/2015/559a86919a79472ad2d31d2a> (проверено 7.03.2016).
  7. Минэкономразвития предлагает обязать 87 госкомпаний закупать инновации по графику. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/economics/articles/2016/02/29/631706-innovatsii-grafiku> (проверено 7.03.2016).

# **К ВОПРОСУ О МЕТОДАХ ОЦЕНКИ РИСКОВ В ПРОЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (THE QUESTION OF METHODS OF RISK ASSESSMENT IN PROJECTS OIL AND GAS INDUSTRY)**

Гарипова А.Р.

(научный руководитель: к.э.н., доцент Садыкова Р.Р.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В современных условиях функционирования рынка нефти и нефтепродуктов в связи с изменчивостью внешних факторов значительно возрастает подверженность инвестиционных проектов риску. Формирование эффективной системы управления рисками становится одним из главных направлений совершенствования анализа проектов, требуя переосмысления и детального изучения имеющегося методического аппарата для создания новых подходов, более адаптивных и более полно отражающих особенности условий современного периода.

Существует множество методов анализа и оценки рисков инвестиционных проектов. В данной статье мы более подробно рассмотрим анализ чувствительности и метод сценариев.

Применение данных методов представлено на примере проектов по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» по внедрении газотурбинной установки на базе микротурбин «Capstone» на ДНС-102 Тат-Кандызского нефтяного месторождения НГДУ «Бавлынефть».

1 проект – Строительство электростанции на базе микротурбинной установки «Capstone». Capstone – известный мировой производитель экологически чистых микротурбинных энергосистем в диапазоне мощностей 15 кВт- 1 мВт. Проектируемая установка электростанций на базе микротурбин «Capstone C-200» по утилизации ПНГ размещается на территории, примыкающей к действующей технологической установке УПС-102к Тат-Кандызского нефтяного месторождения НГДУ «Бавлынефть».

2 проект – Модернизация системы подачи газа на микротурбинную установку «Capstone» для утилизации максимального объема ПНГ, который заключается в использовании дополнительной емкости и электрических задвижек совместно с автоматической регулировкой мощности. Увеличение мощности приводит к увеличению объема используемого газа для выработки электроэнергии. Таким образом, избыточный объем газа не сжигается на факеле, а утилизируется на микротурбинной установке [3, с.57].

Показатели эффективности двух рассмотренных проектов представлены в таблице 1.



Таблица 1. - Показатели экономической эффективности вариантов инвестиционных проектов по утилизации ПНГ

Наименование показателя	Ед.изм.	Проект 1	Проект 2
Инвестиции	тыс. руб.	98886	101937
Экономия платы за сжигание ПНГ на факеле	тыс. руб.	196584	226153
Чистая прибыль	тыс. руб.	178320	228574
ЧДД	тыс. руб.	36390	59933
Срок окупаемости проекта	год	11	9,5
ИДДЗ	д.ед.	1,22	1,35
ИДИ	д.ед.	1,37	1,59

Оба варианта инвестиционных проектов имеют положительный ЧДД и индекс доходности больше единицы. Для наглядного изображения значений инвестиций, экономии, чистой прибыли и ЧДД воспользуемся рисунком 1.

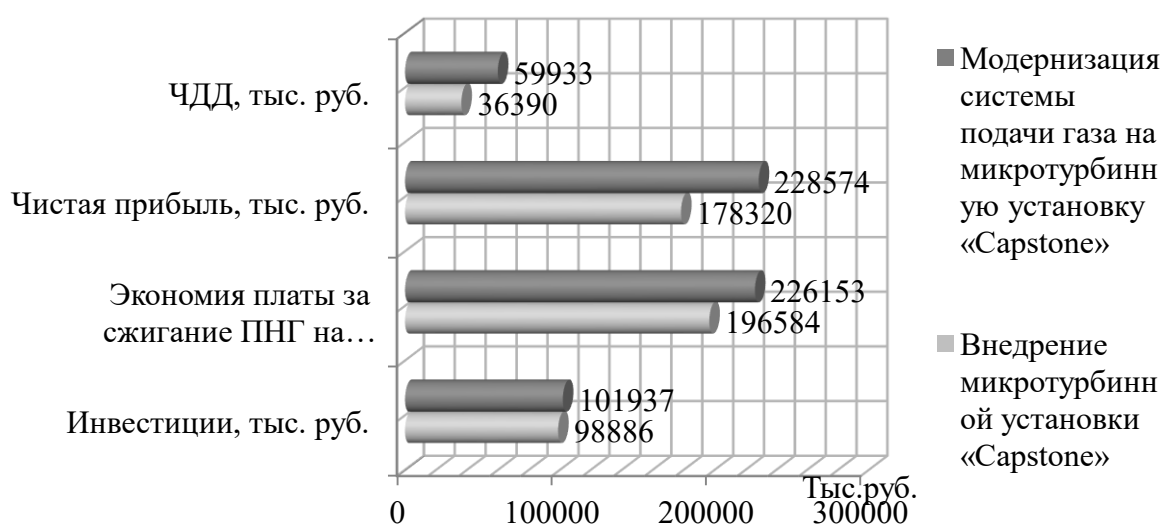


Рисунок 1. Сводная оценка результатов расчетов инвестиционных проектов по экономии затрат

Таким образом, наибольшее значение ЧДД имеет второй проект – Модернизация системы подачи газа на микротурбинную установку «Capstone».

В целях оценки подверженности проектов рискам проведем анализ чувствительности. Анализ чувствительности представляет собой расчет и оценку изменения результирующего показателя при возможных вариациях исходных данных реализации проекта [1, с. 310-311]. Проект с наименьшим изменением результирующих показателей считается наименее рискованным.

В качестве результирующего показателя берем чистый дисконтированный доход. Факторами, которые в наибольшей степени оказывают влияние на изменение данного показателя, являются инвестиционные и эксплуатационные затраты. Оценка чувствительности проектов будет проведена в несколько этапов:

- 1) анализ результирующих показателей проектов в зависимости от изменения варьирующих показателей по данным 2014 года;
- 2) анализ результирующих показателей в диапазоне изменения варьирующих показателей от -50 до +50%;
- 3) многофакторный анализ чувствительности проектов.

К инвестиционным затратам относятся затраты на приобретение микротурбин «Capstone» и блочных компрессорных установок. Производителем оборудования является компания «БПЦ Инжиниринг», который осуществляет производство по технологиям и на основании лицензионного соглашения с Capstone Turbine Corporation (США). Одним из последствий введения санкций против России со стороны США и Европы стало рост цен на иностранные комплектующие при производстве товаров, в результате чего выросли цены на многие оборудования. По данным Росстата в 2014 году уровень роста цен составил 11,4%.

В эксплуатационных затратах наибольшую долю занимают затраты на электроэнергию на компрессорную установку. По данным Минэкономразвития рост тарифов на электроэнергию для промышленности в 2014 году составил 6%.

Результаты анализа чувствительности первого проекта представлены в таблице 2.

Таблица 2. - Результаты анализа чувствительности первого проекта

Анализ чувствительности	Изменение (х)	ЧДД, тыс. руб.		Изменение ЧДД		Отношение % изменения ЧДД к изменению (х)
		до	после	+/-	%	
Инвестиционные затраты	11,4%	36390	24866	-11524	-31,67	-2,78
Эксплуатационные затраты	6%	36390	33692	-2698	-7,41	-1,24

В результате увеличения инвестиционных затрат проекта на 11,4%, ЧДД уменьшается на 11524 тыс.руб. Увеличение эксплуатационных затрат на 6% приведет к уменьшению ЧДД на 2698 тыс.руб. Таким образом, на каждый процент увеличения инвестиционных затрат приходится уменьшение ЧДД проекта в 2,78 раз, на каждый процент увеличения

эксплуатационных затрат приходится уменьшение ЧДД в 1,24 раза. Проект наиболее чувствителен к увеличению инвестиционных затрат.

Результаты анализа чувствительности второго проекта представлены в таблице 3.

Таблица 3ю - Результаты анализа чувствительности второго проекта

Анализ чувствительности	Изменение (x)	ЧДД, тыс. руб.		Изменение		Отношение % изменения ЧДД к изменению (x)
		До	после	+/-	%	
Инвестиционные затраты	11,4%	59933	45313	-14620	-24,39	-2,14
Эксплуатационные затраты	6%	59933	57349	-2584	-4,31	-0,72

Во втором проекте увеличение инвестиционных затрат на 11,4% приведет к уменьшению ЧДД на 14620 тыс.руб. или на 24,39%. Увеличение эксплуатационных затрат на 6% приводит к уменьшению значения ЧДД проекта на 2584 тыс.руб. или на 4,31%. Таким образом на каждый процент увеличения инвестиционных затрат приходится уменьшение ЧДД второго проекта в 2,14 раза; на каждый процент увеличения эксплуатационных затрат ЧДД уменьшится в 0,72 раза.

Далее поанализируем чувствительность проектов с диапазоном изменения варьирующих показателей от -50 до +50%. Результаты расчета влияния данных показателей на изменение ЧДД проектов представлены на рисунке 2, 3.

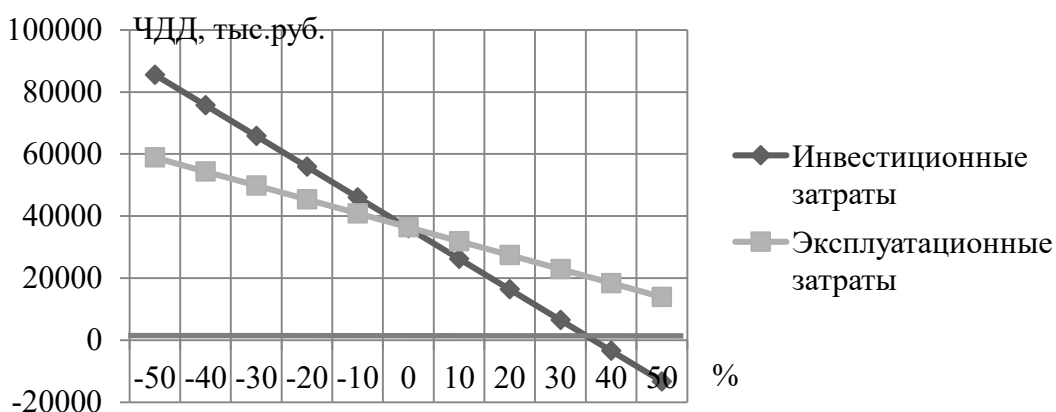


Рисунок 2. Изменение ЧДД первого проекта в зависимости от вариации параметров

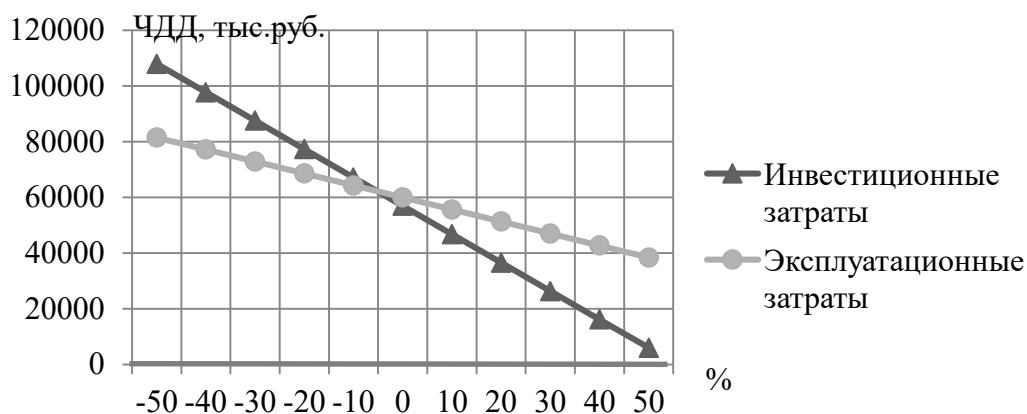


Рисунок 3. Изменение ЧДД второго проекта в зависимости от вариации параметров

На рисунке 2 наглядно видно, что отрицательное значение ЧДД первого проекта достигается при увеличении инвестиционных затрат примерно на 30%. При вариации эксплуатационных затрат от -50 до +50% ЧДД проекта остается положительным. На рисунке 3 видно, что ЧДД второго проекта при увеличении рассматриваемых показателей до +50% остается больше нуля. Таким образом, в рассматриваемом диапазоне изменений показателей второй проект более надежен.

Двухфакторный анализ позволяет оценить чувствительность результирующего показателя при одновременном изменении двух переменных. Так как инвестиционные затраты более подвержены изменениям, чем эксплуатационные, их диапазон изменения возьмем от -50 до 50% в вариации с изменением эксплуатационных затрат от -10 до 50%.

В таблице 3 представлены результаты двухфакторного анализа чувствительности ЧДД первого и второго проектов. По результатам расчетов определены зоны эффективности реализации проектов. Попадание значения ЧДД в определенную зону будет означать конкретную рекомендацию для принятия решения о дальнейшей с ним работе по анализу рисков [2, с.111]. Наиболее опасным является первая зона (I), так как в этой зоне ЧДД принимает отрицательное значение. Вторая зона (II) совпадает с элементами диагонали матрицы. Здесь ЧДД проектов принимает значение от нуля до расчетного показателя в реальных условиях. В третьей зоне (III) – правый верхний угол матрицы, ЧДД проектов принимает значения больше, чем были рассчитаны при реализации.

Таблица 4. - Зависимость ЧДД первого и второго проектов от изменения инвестиционных и эксплуатационных затрат, тыс.руб.

Изменение инвестиционных затрат		Изменение эксплуатационных затрат													
		50%		40%		30%		20%		10%		0%		-10%	
		1 проект	2 проект	1 проект	2 проект	1 проект	2 проект	1 проект	2 проект	1 проект	2 проект	1 проект	2 проект	1 проект	2 проект
-50%	63231	87725	67727	92030	72222	96335	76964	100640	81212	104945	85707	109250	90202	113555	
-40%	53368	77862	57863	82167	62358	86472	67100	90777	71348	95082	75844	99387	80339	103691	
-30%	43504	67998	47999	72303	52495	76608	57237	80913	61485	85218	65980	89523	70475	93828	
-20%	33641	58134	38136	62439	42631	66744	47373	71049	51621	75354	56116	79659	60611	83964	
-10%	23777	48271	28272	52576	32767	56881	37509	61186	41758	65491	46253	69796	50748	74101	
0%	13913	38407	18409	42712	22904	47017	27646	51322	31894	55627	36389	59932	40884	64237	
10%	4050	28544	8545	32849	13040	37154	17782	41459	22030	45764	26526	50069	31021	54373	
20%	-5814	18680	-1319	22985	3177	27290	7919	31595	12167	35900	16662	40205	21157	44510	
30%	-15677	8816	-11182	13121	-6687	17426	-1945	21731	2303	26036	6798	30341	11293	34646	
40%	-25541	-1047	-21046	3258	-16551	7563	-11809	11868	-7560	16173	-3065	20478	-7560	24783	
50%	-35405	-10911	-30909	-6606	-26414	-2301	-21672	2004	-17424	6309	-12929	10614	-8434	14919	

Составление матрицы показывает, что первый проект больше подвержен риску, так как зона с отрицательным значением ЧДД у первого проекта занимает большую часть матрицы, чем у второго.

На основе анализа чувствительности проведем анализ, используя метод сценариев. Метод сценариев заключается в построении возможных вариантов событий (пессимистический, оптимистический и наиболее вероятный) при положительном или отрицательном отклонении исходных данных проекта [2, с.114]. Последовательность анализа состоит из следующих шагов:

- 1) для каждого варианта инвестиционных проектов осуществляется оценка ЧДД при различных сценариях развития событий;
- 2) рассчитывается размах вариации ЧДД:

$$R_{\text{ЧДД}} = \text{ЧДД}_0 - \text{ЧДД}_\text{п} ; \quad (1)$$

- 3) для каждого проекта определяются следующие показатели:
  - Математическое ожидание (М) – средневзвешенное значение всех возможных результатов проекта:

$$M = \sum_{i=1}^n x_i \cdot p_i , \quad (2)$$

где  $x_i$  - результат (событие или исход, например величина ЧДД),

$p_i$  - вероятность получения результата  $x_i$ ;

- Дисперсия (D) – средневзвешенное значение отклонений действительных результатов от ожидаемых:

$$D = \sum_{i=1}^n (x_i - M)^2 \cdot p_i ; \quad (3)$$

- Среднее квадратичное отклонение ( $\sigma$ ) показывает степень разброса возможных результатов по проекту и, следовательно, степень риска, при этом более рискованные инвестиции дают большее значение величины стандартного отклонения:

$$\sigma = \sqrt{D} . \quad (4)$$

Проект с большим значением размаха вариации и среднего квадратичного отклонения считается более рисковым [2, с.114].

В качестве возможных вариантов построим два сценария: пессимистический и наиболее вероятный. В пессимистическом сценарий будет предположено увеличение инвестиционных затрат на 11,4%, эксплуатационных затрат на 6%, а в наиболее вероятном - без изменений.

Результаты расчета показателей сценариев развития двух проектов представлены в таблице 5.

Таблица 5. - Анализ сценариев развития инвестиционных проектов

Показатели	ЧДД, тыс.руб. (вероятность)	
	Проект 1	Проект 2
Сценарии развития:		
Пессимистический	22472	42730
Наиболее вероятный	36390	59933
Критерии оценки:		
Размах вариация	13917,93	17202,70
Математическое ожидание	32910,52	55632,33
Дисперсия	36320373,39	55487392,37
Среднее квадратичное отклонение	6026,64	7448,99

Представленные в таблице 5 данные свидетельствуют о том, что второй проект «обещает» больший ЧДД по всем вариантам реализации событий, но является более рискованным, так как характеризуется большими значениями таких критериев, как размах вариации, среднее квадратичное отклонение.

Таким образом, на основе анализа инвестиционных проектов несколькими методами можно сделать вывод, что первый проект менее подвержен к рассмотренным рискам, однако более чувствителен к ним. Второй проект более устойчив к изменениям рассмотренных параметров, но более подвержен к риску.

Для эффективной реализации проекта, и наиболее точной оценки неопределенностей и рисков необходимо анализировать его, используя несколько методов. Комбинирование нескольких методов позволяет не только определить наименее рискованный вариант инвестиционных проектов, но и уменьшает возможность допущения ошибок при расчетах, а также позволяет исправлять недостатки одного метода анализа преимуществами другого.

### Список использованных литературных источников

1. Ример М. И., Касатов А. Д., Матиенко Н. Н. Экономическая оценка инвестиций 2-е изд./Под общ.ред. М. И. Римера — Спб Питер, 2012
2. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Курпитко В.Г., Саркисов А.С. Оценка рисков нефтегазовых проектов: Учебное пособие.- М.: ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002
3. Гарипова А.Р. Сравнительный анализ способов утилизации попутного нефтяного газа. Сборник тезисов 69-ой молодежной научной конференции НЕФТЬ И ГАЗ - 2015. Том 3. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015

**БАНК КАЧЕСТВА НЕФТИ – МЕХАНИЗМ ПО УЛУЧШЕНИЮ  
ХАРАКТЕРИСТИК ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК  
(THE BANK OF OIL QUALITY - A MECHANISM TO IMPROVE THE  
PERFORMANCE OF EXPORTS)**

Дорошин Д. В.

(научный руководитель: старший преподаватель Грызова И. И.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Для нефтяного рынка является серьезной проблемой существенное различие качества нефти, сдаваемой в систему магистральных нефтепроводов и получаемой в конце маршрута.

Отмеченный фактор является весьма ощутимым и почти непреодолимым препятствием для функционирования цивилизованного рынка нефтяного сырья, поскольку продавец (поставщик) заинтересован продавать нефть того качества, которую добывает и поставляет в систему магистральных нефтепроводов. Покупатель же, напротив, хотел бы сохранить за собой право выбора из числа конкурирующих предложений рынка.

Проблема состоит в том, что российская нефть добывается из различных месторождений, разбросанных по обширной территории страны, и различается по составу и плотности. В недрах Западной Сибири добывается наиболее дорогая – «легкая нефть» с минимальным содержанием серы, а на Урале и в Поволжье залегают главным образом «тяжелые» сорта с высоким содержанием серы, которые на рынке ценятся меньше и реализуются по более низкой цене. В нефтепроводах (в том числе прокачивающих сырье на экспорт) все сорта нефти смешиваются, и на выходе получается «общероссийская» смесь Urals. Таким образом, российские компании за баррель нефти любого качества получают одну и ту же цену - цену барреля смеси Urals.

Сочетание различных потребительских свойств формируют понятие качества нефти, которое является определяющим фактором при формировании цены на рынке нефти и нефтепродуктов.

Много лет баррель российского Urals стоит на несколько долларов дешевле смеси Brent, которая является основным ориентиром цены на нефть на мировом рынке. В свою очередь, сибирский сорт нефти Siberian light дороже Brent. Но, чем выше поднимались мировые цены на нефть, тем больше становился разрыв между ее сортами. Это при том, что почти 80% добываемой в России нефти, в основном крупнейших нефтедобывающих компаний, не уступает по качеству марке Brent, 10% хуже Brent, и только остальные 10 процентов представляют собой ту самую «тяжелую нефть», которая, попав в общую трубу, заметно снижает качество всей нефти.



Решение проблемы качества нефти может быть найдено посредством введения скидок или надбавок к тарифам на услуги предприятий магистрального нефтепроводного транспорта за качество нефти, сдаваемой грузоотправителями.

Стоимость нефти зависит от множества факторов. Общий уровень цен на нефть диктуется спросом.

Стоимость нефти также зависит и от ее потребительских свойств, обусловленных химическим составом, влияющим на общую стоимость нефтепродуктов, получаемых из этой нефти после ее переработки.

Конъюнктура мирового рынка подтверждает, что стоимость различных сортов нефтепродуктов, при прочих равных условиях (место и время реализации), в основном зависит от одного, наиболее весомого параметра – содержания серы.

Кроме того, в зависимости от плотности нефти из нее можно получать различные виды нефтепродуктов: из легкой нефти получается больше светлых (и более дорогих) нефтепродуктов, чем из тяжелой.

Таким образом, стоимость определенного сорта нефти зависит от следующих факторов:

1. текущего уровня цен на нефть, зависящего от спроса на нефтепродукты;
2. выхода нефтепродуктов из данного сорта нефти (зависит от плотности нефти);
3. содержания серы в нефти, так как это влияет на содержание серы в конечном продукте.

При этом, плотность нефти и содержание серы, фактически, определяют потребительские свойства нефти как товара.

При сдаче нефти в транспортную систему у грузоотправителя возникает желание получить нефть такого же качества, какую он сдавал в систему магистральных нефтепроводов.

Однако, сложная топология и специфика работы современного нефтепроводного транспорта, предопределила ситуацию, при которой нефть транспортируется практически непрерывно и большими партиями, в связи с чем, проследить маршрут конкретной партии нефти в общем потоке практически невозможно. В результате потребительские свойства нефти грузоотправителей изменяются таким образом, что у одних поставщиков происходит улучшение качества (снижение плотности и сернистости), а у других качество нефти ухудшается. «Потери» грузоотправителя, при этом, могут достигать сумм, сопоставимых со стоимостью транспортировки нефти.

Технически решить данную проблему позволяет отдельная транспортировка нефти: по параллельным трубопроводам или методом последовательной перекачки. Понятно, что тот и другой способы требуют значительных капитальных вложений для модернизации существующей

системы магистральных нефтепроводов. В первом случае потребуется сооружение дополнительных ниток нефтепроводов, а во втором случае - увеличение резервуарного парка по всей системе магистральных нефтепроводов, а это, в свою очередь, кратное увеличит тарифную нагрузку на тех же грузоотправителей.

Таким образом, эффективно решить проблему потерь грузоотправителей, связанных с изменением потребительских свойств нефти при ее транспортировке трубопроводным транспортом, возможно только путем внедрения экономического механизма компенсации таких потерь грузоотправителями нефти худшего качества.

Такой механизм компенсаций давно применяется в развитых нефтедобывающих странах (США, Канада и некоторых других) и получил название «банка качества».

Концепция создания в России банка качества нефти уже разработана. По сути, это механизм штрафных и компенсационных выплат для нефтедобывающих компаний в зависимости от качества нефти, которую они поставляют в систему нефтепроводов. Компании, которые закачивают в трубопровод низкокачественную нефть, должны платить за «порчу имущества» другим компаниям. Банк качества, таким образом, призван устранить существующую несправедливость - поставщики низкокачественного сырья должны платить своего рода дополнительный «налог» своим компаньонам по трубе.

Подобные банки качества нефти существуют практически во всех нефтедобывающих странах мира. Отсутствие подобного банка качества в России не позволяет осуществлять подобный мониторинг транзита, что ведет к смешиванию различных сортов «легкой» и «тяжелой» нефти со всеми вытекающими из этого последствиями.

Освоение новых регионов по-новому ставит проблему банка качества. Скажем, строительство нефтепровода из Западной Сибири до Мурманска (Индиги) могло бы позволить решить не только транспортную проблему в Тимано-Печоре, но и проблему качества нефти в целом по России.

В России ведущие нефтяные корпорации заговорили о необходимости создания банка качества более 15 лет назад. Когда цены на российскую нефть опустились до рекордно низкого уровня - 8-9 долларов за баррель, поставщики качественной нефти стали предъявлять претензии своим конкурентам и искать любые обоснованные возможности перераспределить в свою пользу часть их доходов. Правительство в то время эту инициативу не поддержало.

В последние годы банк качества рассматривается в контексте подготовки законопроекта о трубопроводном транспорте. Действительно, по мнению разработчиков трубопроводного законопроекта, ключевых положений у этого документа четыре: порядок равноправного доступа всех

нефтедобытчиков к трубопроводной системе как к национальной инфраструктуре; ценовая тарифная политика за оказание услуг; развитие трубопроводных систем (кто и на каких условиях может инвестировать в них) и банк качества нефти.

Техническая готовность производить расчеты сумм платежей по разработанной методике не вызывает сомнений. В процессе подготовки законопроекта необходимо разработать норматив «потерь» качества по конкретным маршрутам транспортировки углеводородов. С тем чтобы впоследствии аргументировано провести результативные переговоры со всеми заинтересованными компаниями и согласовать сроки введения и формы существования банка качества.

Важно подчеркнуть: создание банка качества будет подталкивать компании к тому, чтобы очищать нефть перед закачкой в трубу или продавать нефть более низкого качества на внутреннем рынке. Более того, при умелом подходе компании, добывающие «тяжелую» нефть, могут снизить свои потери, построив очистительные мощности, которые должны довольно быстро окупиться.

Основным принципом функционирования банка качества нефти является «нулевое сальдо». Под этим подразумевается равенство доходов и банка качества. То есть, сумма средств, уплаченных грузоотправителями нефти худшего качества должна равняться сумме компенсаций грузоотправителям нефти лучшего качества. Уже на этом этапе возникают организационные проблемы создания банка качества. Дело в том, что при его организации в виде отдельной структуры, определяющей реальные потоки денежных средств, возникают проблемы, связанные с налогообложением и расходами непосредственно этой структуры, что нарушает принцип равенства доходов и расходов грузоотправителей нефти различного качества.

Другим важным принципом является прозрачность и простота системы компенсационных выплат.

В современных условиях наиболее целесообразным представляется внедрение механизма скидок и надбавок за качество нефти к тарифам на ее транспортировку по магистральным нефтепроводам. Определение размера скидок и надбавок в системе банка качества может быть связано с ретроспективным анализом цен на различные сорта нефти на определенном рынке.

Практически, установить размер компенсационных выплат в российской нефтепроводной системе возможно только для основного экспортного направления - магистрального нефтепровода «Дружба», по которому осуществляются поставки нефти на европейский рынок. Это обусловлено тем, что, по сути, это единственное направление поставок российской нефти, для которого имеется практическая возможность определить зависимость стоимости нефти от таких параметров качества

как плотность и содержание серы на основании котировок нефти различных сортов на европейском рынке.

Внедрение механизма банка качества нефти на российском нефтяном рынке осложнено тем, что на нём практически отсутствует открытая реализация нефтяного сырья. Более 90% нефти реализуется по корпоративным ценам, направленным на минимизацию налогообложения.

Создание банка качества в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК Транснефть» это попытка честного разделения выгод и затрат от реализации нефти между участниками нефтяного рынка, представляющими различные по своему качественному составу нефтяные смеси.

## УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ФАКТОРА ПРИ ОЦЕНКЕ ПРОЕКТОВ (ENVIRONMENTAL ACCOUNTING IN PROJECT EVALUATION)

Дудник О.Д.

(научный руководитель: профессор Крайнова Э.А.)

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

Стратегической задачей предприятий нефтегазового комплекса, ведущих разработку нефтегазовых месторождений, является обеспечение рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) и исключение загрязнения окружающей среды продуктами его сжигания. Повышение энергоэффективности, переход к рациональной модели потребления ресурсов являются одними из приоритетов в модернизации российской экономики [6].

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года (с пролонгацией до 2035 г.), направлению по рациональному использованию попутного газа придают особую важность [3]. Реализация стратегии в данном вопросе происходит в три этапа и включает в себя снижение удельных показателей выбросов, обеспечение уровня эмиссии парниковых газов и устанавливает коэффициент утилизации ПНГ на уровне 95% (таблица 1).

Таблица 1. – Реализация Энергетической стратегии России  
в части рационального использования ПНГ

Первый этап	Второй этап	Третий этап
Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора, % к уровню 2005 г.:		
не менее 25%	не менее 40%	не менее 50%
Обеспечение уровня эмиссии парниковых газов, в % к уровню 1990 г.		
не более 83%	не более 90%	не более 105%
Коэффициент полезного использования ПНГ 95%		

В процессе осуществления комплексных мероприятий, нефтегазовые компании сталкиваются с рядом факторов, препятствующих реализации некоторых положений государственной программы:

- Финансовые ресурсы.  
Предприятиям требуются большие, трудно окупаемые капитальные вложения, необходимые для строительства и реновации объектов газовой инфраструктуры.
- Фактический компонентный состав ПНГ.

В зависимости от компонентов, содержащихся в попутном газе, он может быть «богатым» или бедным», что отражается на целесообразности осуществления проекта утилизации самой компанией или привлекательности для сторонних сервисных предприятий, которые могут реализовать проект по утилизации без привлечения средств недропользователей.

- Отсутствие практики содействия предпринимательским инициативам, направленных на реализацию программ по утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях.

Большие объемы сжигаемого ПНГ можно было эффективно использовать и обернуть это в предпринимательскую деятельность по переработке и реализации компонентов ПНГ, доведенных до товарного состояния. Такой подход позволит рассматривать реализацию программ по утилизации попутного газа не как проблему, а как перспективную деловую возможность для отдельных категорий предпринимателей либо как дополнительное направление предпринимательской деятельности для самих недропользователей.

- Отсутствие необходимого оборудования и общая неподготовленность инфраструктуры.

В самом начале реализации программ по утилизации и переработке ПНГ перед недропользователями стояла острая проблема поиска оборудования для строительства установок комплексной подготовки газа, газотурбинных установок, компрессорных станций.

При оценке экономической эффективности проектов утилизации попутного газа с целью снижения загрязнения атмосферы продуктами сгорания в базовой формуле расчета чистой текущей стоимости проекта (NPV) следует учесть экологические составляющие реализации проекта [4]:

1. размер штрафов за сверхнормативное сжигание попутного газа и загрязнение окружающей среды –  $Pf$ ;
2. доход от сокращения выбросов в атмосферу парниковых газов – квоты в качестве финансовых механизмов, которые могут быть использованы в рамках Киотского протокола, -  $Incq$ .

В соответствии с Постановлением Правительства «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия», в России установлены два вида базовых нормативов платы [1]:

1. за выбросы в пределах допустимых нормативов (целевое значение показателя сжигания),

2. за выбросы в пределах установленных лимитов (временно согласованных нормативов).

Так, целевой показатель для расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, образовавшиеся в результате сжигания ПНГ, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 08.01.2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного газа на факельных установках» установлен в размере 5% от объема добычи попутного газа (что соответствует уровню утилизации ПНГ в размере 95%). Объем сжигания сверх целевого показателя (более 5%) является сверхлимитным загрязнением.

Расчет штрафов за сжигание ПНГ на месторождениях предусматривает:

- определение показателя сжигания попутного газа,
- определение размера (ставки) платы за выбросы вредных веществ с учетом компонентного состава ПНГ и повышающих коэффициентов,
- расчет объема штрафов за загрязнение атмосферного воздуха.

Чтобы определить фактический объем сжигания попутного газа, необходимо из валового объема добычи ПНГ за отчетный период (год) вычесть объем ПНГ, утилизированного за аналогичный период, а также использованного на собственные нужды и технологические потери.

Расчет будет производиться по формуле:

$$Vf_i = V_i - Vu_i - Vt_i, \quad (1)$$

где  $Vf_i$  - объем фактического сжигания попутного газа,

$V_i$  - валовый объем добычи ПНГ,

$Vu_i$  - объем утилизированного ПНГ,

$Vt_i$  - объем попутного газа, использованного на собственные нужды и технологические потери.

Объем сжигания попутного газа в пределах целевого показателя определяется в рамках следующей системы уравнений:

$$Vfn_i = \begin{cases} p \times V_i, & \text{если } Vf_i \geq p \times V_i \\ Vf_i, & \text{если } Vf_i < p \times V_i \end{cases} \quad (2)$$

$$p = 5\%$$

где  $Vfn_i$  - объем сжигания ПНГ в пределах целевого показателя,

$Vf_i$  - объем фактического сжигания попутного газа,

$V_i$  - валовый объем добычи ПНГ,

$p$  - целевой показатель сжигания попутного газа в пределах установленных норм.

Следовательно, объем сжигания попутного газа в пределах целевого показателя либо равен 5% от валового объема добычи ПНГ (в этом случае имеет место объем сверхнормативного сжигания попутного газа) ,либо менее 5% от валового объема добычи ПНГ. При таком сценарии объем сжигания попутного газа в пределах целевого показателя равен фактическому объему сжигания ( $Vfn_i = Vf_i < 5\% \times V_i$ ).

Объем сжигания попутного газа сверх нормативного значения рассчитывают как разницу фактического объема сжигания ПНГ и объема сжигания в пределах целевого показателя:

$$Vfe_i = Vf_i - Vfn_i \quad (3)$$

где  $Vfe_i$  - объем сверхнормативного сжигания ПНГ,

$Vf_i$  - объем фактического сжигания попутного газа,

$Vfn_i$  - объем сжигания в пределах целевого показателя,

Для определения размера (ставки) платы за выбросы загрязняющих веществ следует рассмотреть компонентный состав сжигаемого ПНГ и долю компонентов в его общем объеме.

Каждому компоненту загрязняющего вещества присваивают норматив платы. Формулу расчета размера (ставки) штрафа можно представить следующим образом:

$$Tf_i = \sum_{j=1}^m Y_j \times ty_j \times \alpha_j, \quad (4)$$

где  $Tf_i$  - размер (ставка) штрафа за загрязнение окружающей среды,

$Y_j$  - j-ый компонент попутного газа ( $j = 1, 2, \dots, m-1, m$ ),

$ty_j$  - размер норматива платы за выброс j-ого компонента при сжигании попутного газа,

$\alpha_j$  - доля j-ого компонента в общем объеме сжигаемого ПНГ.

Для расчета общего объема штрафов следует сложить объем штрафов за загрязнения в пределах установленных норм и с учетом коэффициентов за сверхнормативное сжигание попутного газа. Формула расчета общего объема штрафов выглядит следующим образом:

$$Pf_i = Tf_i \times (Vfn_i + Vfe_i \times k), \quad (5)$$

где  $Pf_i$  - общий объем штрафов за загрязнение окружающей среды,

$Tf_i$  - размер (ставка) штрафа за загрязнение окружающей среды,

$Vfe_i$  - объем сверхнормативного сжигания ПНГ,

$Vfn_i$  - объем сжигания в пределах целевого показателя,

$k$  - повышающий коэффициент при сверхнормативном сжигании ПНГ,  $k = 4,5$  ( $k = 6$  в случае, если факельные установки для сжигания попутного газа не оборудованы системами учета газа).

При оценке проекта по утилизации попутного газа определение показателя NPV охватит размер штрафов за выбросы вредных веществ в



атмосферный воздух от сжигания попутного газа (в том числе сверхнормативного) -  $Pf$ .

Алгоритм учета экологических составляющих при оценке эффективности проектов утилизации ПНГ представлен на рисунке 1.

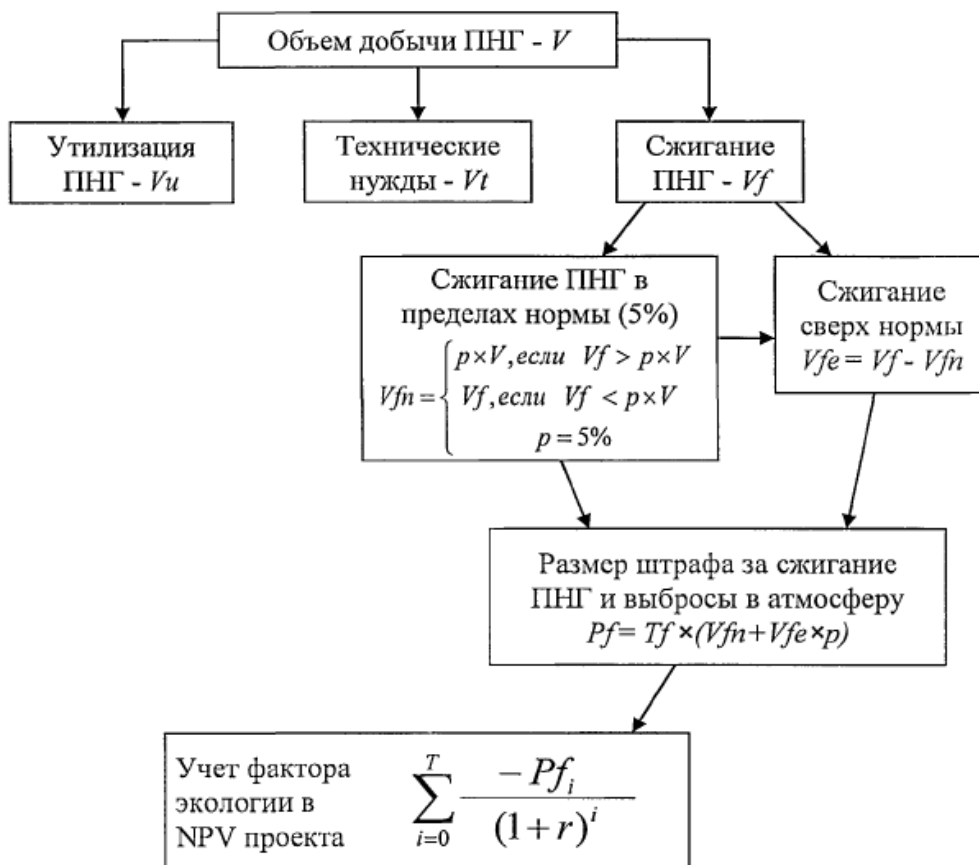


Рисунок 1. Алгоритм учета экологических факторов при оценке проектов утилизации попутного нефтяного газа

Итак, при определении показателей экономической эффективности проектов утилизации ПНГ учитываются параметры, способствующие исключению сжигания попутного газа и загрязнению атмосферы.

Методика оценки экономического эффекта от реализации проекта по утилизации ПНГ, ввиду предлагаемых изменений, будет включать и экологический фактор. С учетом этого преобразована формула расчета NPV проекта, приведена к следующему виду:

$$NPV = \sum_{i=0}^T \frac{C_i - I_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^T \frac{-Pf_i}{(1+r)^i}, \quad (6)$$

где  $C_i$  - денежный поток от операционной деятельности,  
 $I_i$  - денежный поток от инвестиционной деятельности,  
 $Pf_i$  - размер штрафов за загрязнение окружающей среды,  
 $r$  - ставка дисконтирования,  
 $i$  - срок реализации проекта.

Предлагаемый подход к оценке проектов утилизации ПНГ дает возможность учитывать при расчете экономической эффективности проектов экологический эффект от реализации. При проведении оценки на основе данного подхода лучшие экономические показатели будут иметь проекты, снижающие как сжигание попутного газа, так и выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в процессе его утилизации [5].

### **Список использованных литературных источников**

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 августа 1992 г. №632 «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия».
2. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 (ред. от 08.11.2012 г.) «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
3. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».
4. Крайнова Э.А., Степанов П.О. Решение экологических проблем на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Москва, информационно-аналитический журнал «Нефть, газ и бизнес», №7, 2005. с. 26.
5. Крайнова Э.А. Экологическое реформирование экономической политики нефтяных компаний. Проблемы и механизмы инновационного развития минерально-сырьевого комплекса России: Сборник трудов Международной научно-практической конференции / Национальный минерально-сырьевой университет «ГОРНЫЙ». СПб, 2012. с. 46-50.
6. Крайнова Э.А. Эколого-экономические аспекты устойчивого развития нефтегазовых компаний. Научно-технический журнал «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» – М., изд. ООО «Национальный институт нефти и газа», №3, 2015. с. 49-52.

**РАЗВИТИЕ МАЛОТОННАЖНОЙ ИНДУСТРИИ СПГ С АКЦЕНТОМ  
НА ИНФРАСТРУКТУРУ В ЕВРОПЕ  
(DEVELOPMENT OF SSLNG INDUSTRY WITH A FOCUS ON  
INFRASTRUCTURE IN EUROPE)**

Осипова Е.Д.

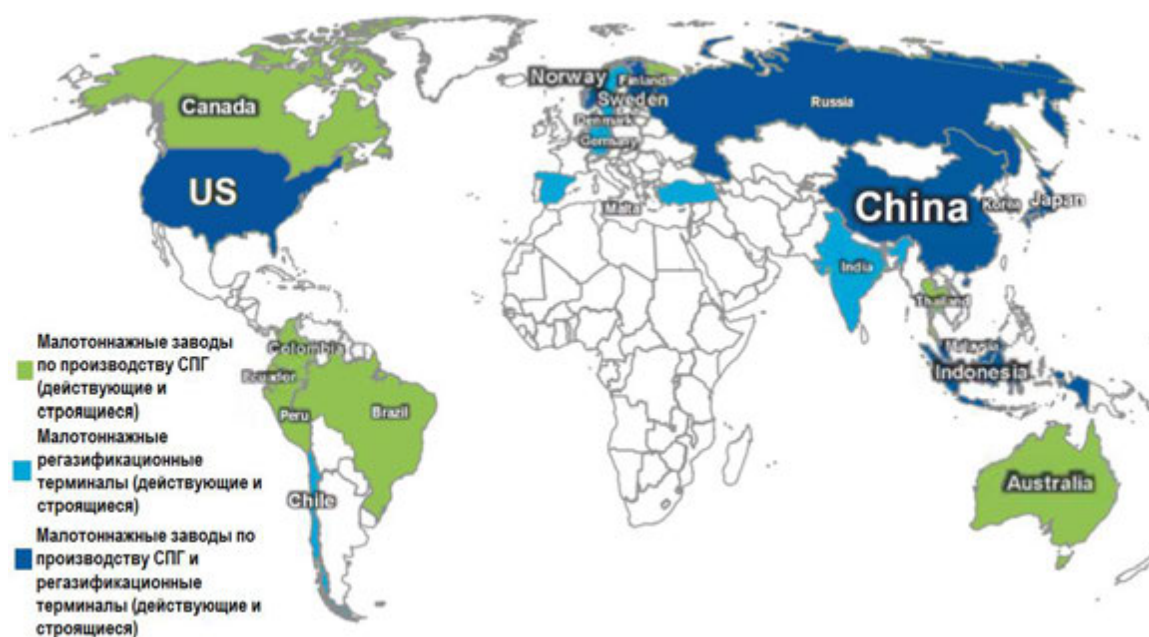
(научный руководитель: старший преподаватель Мельникова С.И.)  
ИНЭИ РАН

**Развитие и особенности малотоннажной индустрии СПГ**

На начальном этапе развития мировой индустрии сжиженного природного газа объекты обладали небольшой мощностью, которая сегодня рассматривается как малотоннажная.

С каждым годом мощности по производству СПГ значительно увеличивались, но привлекательность малотоннажных СПГ обрела новую роль в течение последних лет, уже в этом новом качестве показывая хорошие темпы роста, особенно в секторе снабжения удаленных/изолированных потребителей, не подключенных к трубопроводной инфраструктуре, а также в транспортном секторе.

В 2014 году суммарная мощность маломасштабных заводов по сжижению природного газа составила около 20 млн т/год, большинство из них общей мощностью 15 млн т/год сосредоточено в Китае (Рисунок 6). Наибольшее число импортных малых регазификационных терминалов на сегодняшний день расположено в Японии. Если еще совсем недавно участниками сектора малотоннажного СПГ были в основном небольшие компании, то в последнее время рост в секторе обеспечивается в основном за счет прихода на рынок крупных компаний (Shell, Gazprom, Petrochina).

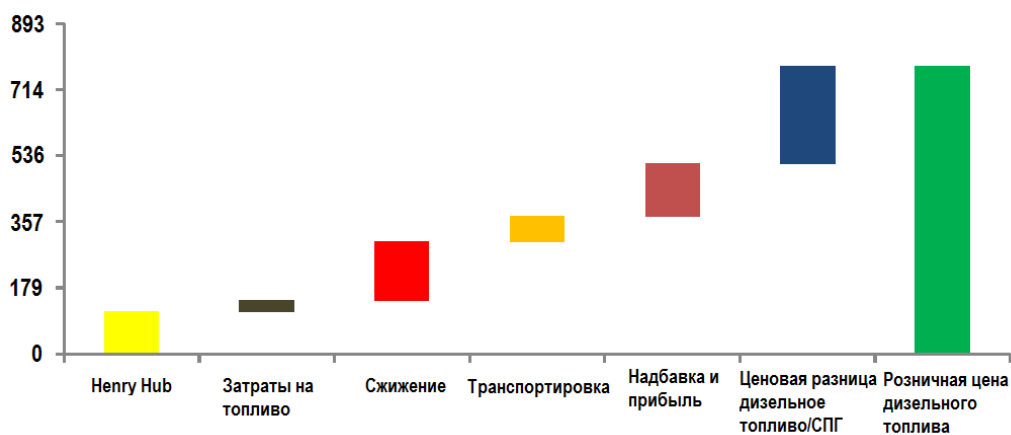


Источник: IGU

Рисунок 6. Мощности малотоннажных заводов по производству СПГ и регазификационных терминалов, 2014

Развитию большинства объектов малотоннажного СПГ способствует несколько драйверов, но основными для сектора являются:

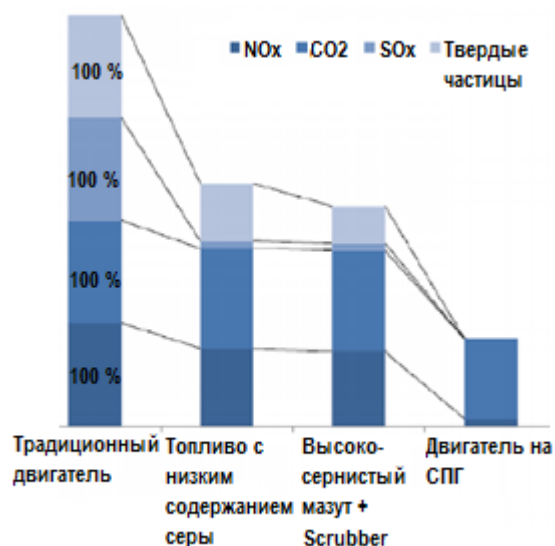
1. Экономика: преимущество стоимости СПГ по сравнению с альтернативными источниками энергии для конечных потребителей. В частности, использование сжиженного природного газа значительно выгоднее использования дизельного топлива (Рисунок 7).



Источник: IGU

Рисунок 7. Пример цепочки создания стоимости малотоннажного СПГ, долл. США/тыс. куб. м

2. Экология: По сравнению с альтернативными ископаемыми энергоресурсами СПГ может принести экологические выгоды как при производстве газа, так и при конечном потреблении. При использовании в качестве топлива СПГ значительно сокращаются выбросы оксидов азота и серы, углекислого газа и твердых частиц (Рисунок 8).



Источник: GLE

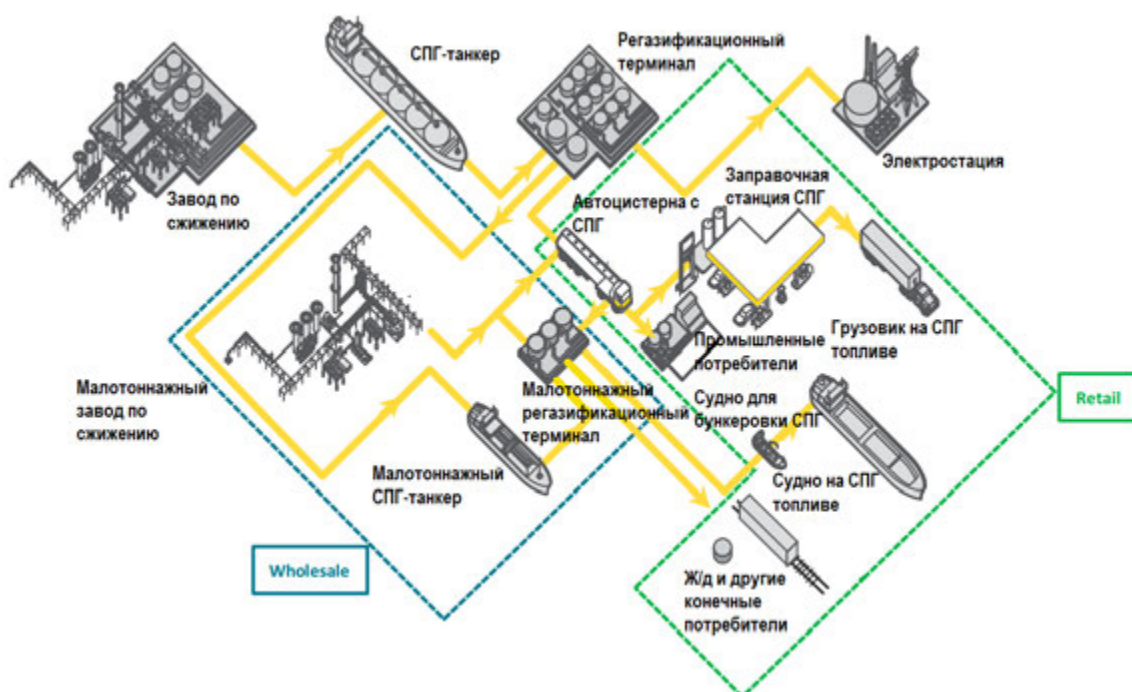
Рисунок 8. Структура вредных выбросов при использовании различных топлив

3. Решения правительств повысить уровень энергетической независимости для страны или региона путем разработки альтернативного варианта энергоснабжения.<sup>2</sup>

Главными преимуществами малых СПГ - объектов по сравнению с крупномасштабными аналогами являются более низкие капитальные затраты на создание инфраструктуры и более короткий инвестиционный период. Малотоннажное производство дает возможность оперативно реагировать на изменение конъюнктуры рынка, заключать «короткие» и небольшие по объему контракты, создавать резерв на периоды пикового потребления, а также применять гибкую политику ценообразования. Более того, системы и регламенты обеспечения промышленной безопасности малых СПГ значительно дешевле и компактнее. Физические особенности малотоннажного СПГ также отличаются от традиционных крупномасштабных объектов: это и более высокое давление (до 1,6 Мпа) и более высокая температура (минус 137 -140 °С).

<sup>2</sup> IGU, Small Scale LNG

Малотоннажное производство и потребление сжиженного природного газа может быть разделено на две основные категории: оптовую «wholesale» и розничную «retail» (Рисунок 9). Оптовая цепочка, по сути, является миниатюрой крупномасштабного производства СПГ: газ, произведенный в небольших количествах, транспортируется на малых судах и поступает на малотоннажные импортные терминалы. Розничный СПГ-бизнес характеризуется более «ориентированной на конечного потребителя» цепочкой. Такая цепочка включает в себя больше регионального и местного бизнеса, который распределяет и доставляет энергоресурс от завода по сжижению напрямую к конечным потребителям, используя различные виды транспорта. Эта новая цепочка может быть включена в крупномасштабное производство на любом этапе: на стадии сжижения, транспортировки или на стадии регазификационного терминала.



Источник: IGU

Рисунок 9. Оптовая и розничная цепочки поставок СПГ

### Малотоннажный СПГ - бизнес в Европе

По данным отраслевого объединения GLE на начало 2016 года в Европе действует семнадцать малотоннажных заводов по сжижению природного газа. Сжиженный природный газ производится на них в небольших количествах и предназначен для покрытия пиковых периодов спроса или для использования природного газа в регионах, где экономически или технически невозможно строительство новых трубопроводов. Наибольшее число таких мощностей сосредоточено в

Норвегии (Таблица 3). Кроме того, запланировано строительство еще одного завода, который будет располагаться на Кипре, ориентировочный срок ввода - 2020 год.

Таблица 3. - Действующие малотоннажные заводы по сжижению природного газа в Европе

Страна	Название завода
Финляндия	Porvoo LNG satellite
Германия	Gablingen
	Stuttgart Peakshaver
	Nievenheim Peakshaver
Нидерланды	Maasvlakte Peakshaver
	Bio-LNG Production Plant Wijster (Drenthe)
Норвегия	Kollsnes LNG I
	Kollsnes LNG II
	Snurrevarden (Karmøy) LNG liquefaction
	Risavika (Stavanger) LNG plant
	Øra LNG, Fredrikstad
	Tjeldbergodden
	Ege Oslo LNG Biogas
Польша	Kurpinski LNG Plant (coal mine)
	Odolanów
Словения	Jesenice LNG
Великобритания	Avonmouth LNG Facility

Источник: GLE

Малотоннажные регазификационные терминалы в Европе адаптировали свои услуги к рыночным условиям, обеспечивая гибкость и способствуя развитию малотоннажной СПГ - инфраструктуры. Стоит отметить, что новые услуги и малотоннажная СПГ - инфраструктура, вносят значительный вклад в реализацию «Clean Power for Transport Package»<sup>3</sup>, нацеленного на декарбонизацию транспортного сектора.

По данным GLE на начало 2016 года в Европе функционирует двадцать малотоннажных импортных регазификационных терминалов. Среди услуг терминалов:

- 1) Перевалка СПГ: Трансфер СПГ от хранилищ сжиженного природного газа при терминалах до судов. Услугу предоставляют четырнадцать терминалов (за исключением терминалов в Норвегии, в Швеции и в Турции).
- 2) Морская бункеровка: Прямой трансфер СПГ из одного судна в другое. Этот сервис предоставляют Франция, Испания, Великобритания.

<sup>3</sup> CEER. CEER Analysis on the role of LNG to improve security of supply

- 3) Перевалка на СПГ-танкеры (судна для заправки): СПГ загружается на судна для бункеровки, которые снабжают энергоресурсом корабли, работающие на СПГ, или мощности по бункеровке СПГ для судов. Эту услугу предоставляют Бельгия, Франция, Нидерланды, Норвегия, Швеция и Испания.
- 4) Перевалка в грузовики: СПГ загружается на специализированные автоцистерны, которые транспортируют его в небольших количествах. Эту услугу предоставляют девятнадцать из двадцати действующих терминалов (кроме терминала в Великобритании) (Таблица 4).

Таблица 4.- Действующие малотоннажные импортные регазификационные терминалы в Европе и услуги, которые они предоставляют

Страна	Название терминала\ услуги	Перевалка СПГ	Морская бункеровка	Перевалка на СПГ-танкеры	Перевалка в грузовики
Бельгия	Zeebrugge LNG Terminal				
Франция	Fos Cavaou LNG Terminal				
	Fos-Tonkin LNG Terminal				
	Montoir-de-Bretagne LNG Terminal				
Нидерланды	Gate terminal, Rotterdam				
Норвегия	Mosjoen LNG terminal				
	Øra LNG, Fredrikstad LNG Terminal				
Португалия	Sines LNG Terminal				
Испания	Barcelona LNG Terminal				
	Bilbao LNG Terminal				
	Cartagena LNG Terminal				
	Gijón (Musel) LNG terminal				
	Huelva LNG Terminal				
	Mugardos LNG Terminal				
	Sagunto LNG terminal				
Швеция	Lysekil LNG Terminal				
	Nynäshamn LNG Terminal				
Турция	Marmara Ereğlisi LNG Terminal				
	Aliaga Izmir LNG Terminal				
Великобритания	Isle of Grain LNG terminal				

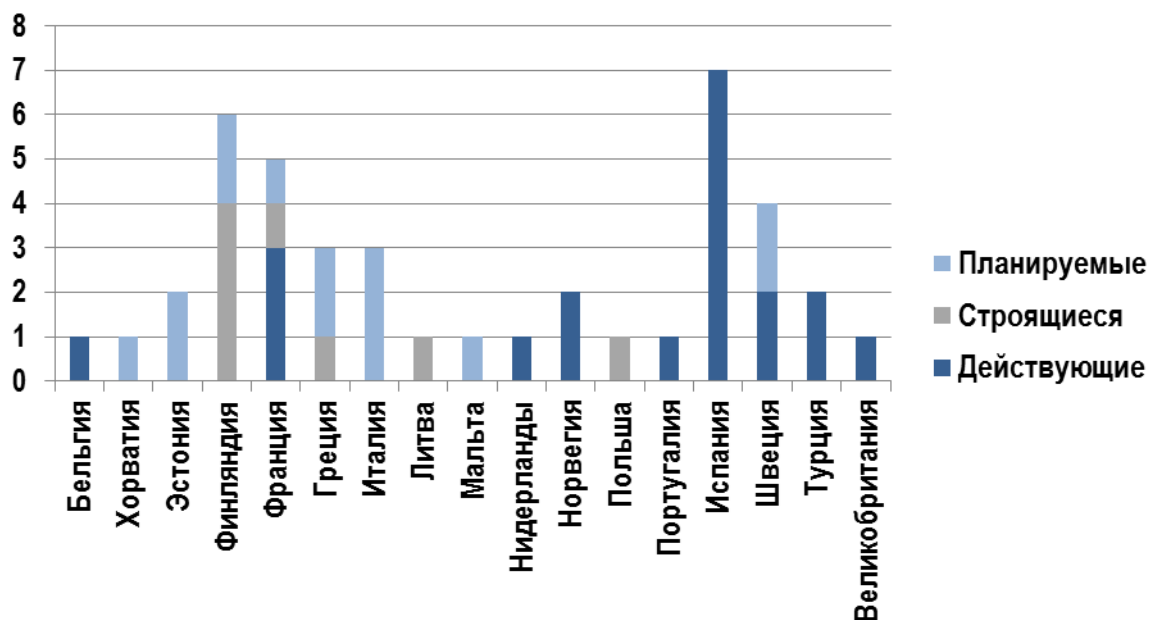
Источник: GLE

Кроме того, восемь новых терминалов находятся на стадии строительства, реализация еще четырнадцати объектов запланирована на будущее (Рисунок 10). На большей части действующих и строящихся



объектов предусмотрено дальнейшее расширение/добавление дополнительных опций. Перевалка СПГ на железнодорожные составы до сих пор не предоставляется ни одним терминалом в Европе, однако по данным GLE планы по ее включению в список оказываемых услуг присутствуют на четырех терминалах: Gate terminal (Нидерланды), Swinoujscie LNG Terminal (Польша), Cartagena LNG Terminal (Испания) и Göteborg LNG Terminal (Швеция).

Наибольшее число действующих терминалов располагается в Испании, строящихся – в Финляндии и планируемых – в Италии. При реализации всех запланированных проектов, наибольшее число терминалов будет по-прежнему сосредоточено в Испании, на втором месте окажется Финляндия (где на сегодняшний день нет ни одного действующего терминала), на третье место выйдет Франция.



Источник: GLE

Рисунок 10. Малотоннажные регазификационные импортные терминалы в Европе, шт

Рост рынка малотоннажного СПГ в Европе, со стороны спроса в основном связан с все более строгой политикой, целями по снижению выбросов, увеличением экологической устойчивости транспортного сектора, стремлением диверсифицировать источники поставок природного газа и снизить зависимость от России. Привлекательность СПГ как альтернативного топлива является сильным стимулом для Европы при преодолении основных препятствий для его развития: неразвитой инфраструктуры, которую фактически придется создавать «с нуля» и отсутствия соответствующей нормативно-законодательной базы.

В феврале 2016 года Еврокомиссия опубликовала новую стратегию ЕС в отношении сжиженного природного газа и газовых хранилищ, с целью повышения надежности и устойчивости энергетической системы ЕС путем диверсификация поставок энергоресурса в результате предоставления доступа к международному рынку СПГ всех стран-участниц ЕС напрямую или через территорию других государств ЕС.

На данном этапе, наиболее уязвимыми странами, по большей части зависящими от одного поставщика с отсутствием или ограниченным доступом к СПГ в качестве потенциального источника диверсификации как напрямую, так и через соседние страны считаются: Болгария, Хорватия, Чехия, Эстония, Финляндия, Венгрия, Латвия, Румыния, Словакия и Словения.

Более того, согласно прогнозу Еврокомиссии, спрос на импортный газ до 2035 года сохранится на текущем уровне. Суммарный спрос на природный газ в ЕС будет постепенно снижаться в результате падения внутренней добычи, но этот энергоресурс по-прежнему будет играть ключевую роль в обозримом будущем.<sup>4</sup>

Европейские представители считают малотоннажное СПГ перспективным направлением развития и возлагают на него большие надежды. Во-первых, в результате «дробления партий» и перевалки на небольшие суда, планируется использовать СПГ для снабжения небольших рынков или рынков с ограниченным доступом к трубопроводу. Предполагая, таким образом, значительно улучшить связанность поставок на европейском рынке, функционирование рынка и безопасность поставок.

Во-вторых, в результате использования сжиженного природного газа малотоннажных объектов в качестве топлива для большегрузного транспорта, судоходства, автобусов и на железнодорожных составах, предполагается полностью устранить/значительно снизить выбросы оксидов серы и азота, мелких частиц и углекислого газа.<sup>5</sup>

## **Заключение**

Таким образом, малотоннажный СПГ-бизнес, который ранее был сосредоточен всего в нескольких странах, все больше привлекает к себе интерес новых участников рынка. Фактически в настоящее время происходит зарождение нового сегмента, который занимает промежуточное положение между газовым и нефтяным рынками.

О перспективном развитии сектора говорит тот факт, что на рынке, где еще недавно функционировали только небольшие компании,

---

<sup>4</sup> European Commission. Consultation on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage

<sup>5</sup> NATURAL GAS EUROPE. SMALL SCALE: BIG OPPORTUNITIES FOR LNG

появляются новые игроки в лице таких мировых мейджеров как Shell, Gazprom, Petrochina.

Основные драйверы (экономика, экология и стремление правительств повысить уровень энергетической безопасности страны или региона), скорее всего, будут актуальны еще длительное время.

Главным барьером на пути развития индустрии малого СПГ-бизнеса можно назвать ограниченность инфраструктуры, для создания которой необходимы существенные инвестиции. Вероятность осуществления этих вложений значительно снижается как из-за напряжённой экономической ситуации, так и из-за прогнозируемого переизбытка предложения на мировом рынке сжиженного природного газа, а также из-за нынешнего значительного снижения цен на углеводороды.

Ключевую роль в секторе малотоннажного СПГ играет государственная поддержка. Однако в настоящее время внимание государственных органов в ЕС сосредоточено главным образом на энергосбережении и возобновляемых источниках энергии.

Тем не менее, малотоннажная инфраструктура сжиженного природного газа занимает определенную нишу на рынке углеводородов в Европе, которую с учетом нынешних условий вряд ли заменят другими источниками энергии. Дальнейшему развитию малотоннажного СПГ-бизнеса в данном регионе способствуют: все более строгая политика по выбросам, стремление повысить энергобезопасность ЕС путем диверсификации источников поставок природного газа, а также цель по снижению зависимости от российского природного газа.

### **Список использованных литературных источников**

1. Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / Под ред. В.А. Кулагина, Т.А. Митровой. – М.: НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, 2015. – 86 с. – ISBN 978-5-91438-017-2.
2. CEER. CEER Analysis on the role of LNG to improve security of supply. Brussel: CEER, 2016
3. European Commission. Consultation on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage. URL: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/LNG%20consultation%20-%20publication.pdf> (дата обращения 29.02.2016)
4. Gas Infrastructure Europe. GIE database. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gie-sslng-map> (дата обращения 29.02.2016)
5. IGU. Small Scale LNG. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/SmallScaleLNG.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/SmallScaleLNG.pdf) (дата обращения 29.02.2016)
6. IGU. World LNG Report-2014 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU%20-](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-)

%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf (дата обращения 29.02.2016)

7. IGU. World LNG Report-2015 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf) (дата обращения 29.02.2016)

8. NATURAL GAS EUROPE. SMALL SCALE: BIG OPPORTUNITIES FOR LNG. URL: <HTTP://WWW.NATURALGASEUROPE.COM/SMALL-SCALE-LNG-EUROPE> (дата обращения 29.02.2016)

9. Renier Pieterjan. THE EUROPEAN SMALL-SCALE LNG INFRASTRUCTURE: STATUS AND OUTLOOK. 26<sup>th</sup> World Gas Conference, 1-5 June 2015-Paris, France

## КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТДЕЛА ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЗАКУПОК (KEY PERFORMANCE INDICATORS FOR A PROCUREMENT DEPARTMENT)

Шакрыл Д.Д.

(научный руководитель: старший преподаватель Грызова И.И.)  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Закупочная деятельность – это ключевой бизнес-процесс на любом предприятии. Каждая организация, независимо от формы собственности и вида деятельности, во многом зависит от материалов и услуг, поставляемых ей другими организациями. В этом отношении ни одна компания не самодостаточна в полной мере.

Доля стоимости закупаемых товаров, работ и услуг в выручке различных компаний варьируется от 25% до 65% в зависимости от профиля компании и, соответственно, как правило, оказывает определяющее влияние на себестоимость продукции и, как следствие, на финансовый результат.

Таким образом, построение и поддержание эффективной функции закупок является важнейшей задачей в рамках проектов по повышению операционной эффективности.

Вместе с тем, когда речь идет об оптимизации закупочной деятельности и оценке эффективности отдела по организации закупок, то большинство компаний ограничиваются стандартным перечнем мероприятий и показателей, которые не способствуют долгосрочным целям развития.

Ввиду кризиса и резкого повышения цен на товары, работы и услуги главная задача отдела по организации закупок в настоящее время заключается в выполнении утвержденных ранее целей по себестоимости продукции. Более того, все более актуальной и важной задачей становится оценка эффективности отдела по организации закупок в разрезе деятельности компаний.

Однако, несмотря на всю актуальность, важность и всесторонние усилия, в настоящее время отсутствует система общепризнанных показателей оценки эффективности, применимых к функции закупок.

В трудах зарубежных и отечественных ученых можно найти множество различных показателей, однако большинство из них носят комплексный характер и не зависят напрямую от функционирования и эффективности конкретно отдела по организации закупок. В качестве примера, хотелось бы выделить следующие критерии:

✓ *соблюдение бюджета закупок.* К сожалению, зачастую даже в крупных компаниях бюджетная стоимость закупок определяется без учета текущей конъюнктуры рынка (подорожание стоимость сырья,

изменение валютного курса), а лишь на основании учета цен двух-трех летней давности, полученных в ходе проведения конкурса. При этом, заявка на закупку приходит на исполнение в отдел по организации закупок уже после согласования бюджета финансовой службой. Так, специалист функции закупок не в состоянии кардинально повлиять на стоимость коммерческих предложений до момента начала переговоров по улучшению условий (об этом будет подробнее сказано далее). В этой связи, применение данного показателя не всегда является объективным и информативным показателем эффективности функции закупок.

- ✓ *доля поставок, не соответствующих заявленному качеству.* Хотелось бы сразу же отметить, что в оценке тендерных предложений участвуют эксперты, представляющие ряд функциональных подразделений, таких как: юридический, экономический и финансовый отделы, отдел безопасности, инженерные отделы (по направлениям) и отдел по организации закупок. По функциональным обязанностям, в большинстве компаний отдел по организации закупок в процессе оценки тендерных предложений несет ответственность только за коммерческую оценку (проверку на арифметические ошибки, анализ неоправданно высоких, либо низких цен по позициям). В этой связи, применение данного показателя не может быть объективным критерием эффективности функции закупок.

В целях недопущения применения нерелевантных критериев и проведения «правильной» и объективной оценки отдела к рассмотрению предлагаются следующие ключевые показатели деятельности, имеющие отношение только к функциям отдела по организации закупок:

1) *скорость процедуры закупки (единица измерения: дни).* Для применения этого критерия необходимо разработать нормативные сроки проведения процедур. Так, например, тендеры до 1 млн. долларов требуют в среднем 80 дней на проведение процедуры от момента получения заявки до подписания договора. При этом, стоит обратить отдельное внимание на то, что не нужно учитывать срок поставки товаров с момента подписания контракта до факта отгрузки товаров, так как этот срок напрямую зависит от технической сложности изготовления, а не от функционирования отдела по организации закупок.

2) *поставки в объективные сроки, удовлетворяющие заказчика и установленные договором (единицы измерения: проценты).* Сразу же следует отметить, что при составлении заявки заказчиком необходимо объективно оценивать сроки проведения закупок и поставки. Эксперты отдела по организации закупок должны контролировать процесс исполнения заключенного договора, особенно на предмет соблюдения сроков поставки.

3) *соблюдение регламентов и политик, действующих в компании. (единицы измерения: да/нет).* Деятельность отдела по организации закупок

должна соответствовать требованиям нормативно-методической документации, разработанной и принятой в компании. Эксперты несут полную ответственность за соблюдение регламентов и политик.

4) *осуществление эффективного поиска и предквалификации поставщиков (единицы измерения: количество новых/квалифицированных поставщиков)*. Относительно недавно функции закупок распространились на всесторонний анализ рынка на предмет привлечения новых компаний к участию в закупках. Более того, лучшая мировая практика в области закупок предполагает проведение предварительной квалификации поставщиков и заключение с ними рамочных (call-off) контрактов на долгосрочный период на относительно недорогие товары, необходимые компании на ежедневной основе (запасные части, канцелярская продукция и т.д.). Так, отдел по организации закупок должен обеспечить эффективный поиск и предварительную квалификацию поставщиков.

5) *удовлетворение рациональных и объективных требований внутренних заказчиков (единицы измерения: да/нет)*. Данный показатель является одним из наиболее понятным и информативным. В обязанности отдела по организации закупок входит удовлетворение потребности функциональных подразделений компании в необходимых им товарам, работам или услугам. Однако, сразу следует сделать оговорку следующего содержания, что требования внутренних заказчиков должны быть рациональны и обоснованы. Так, невозможно закупить и поставить технически сложное оборудование в течение 2 месяцев с момента получения заявки на закупку в связи с тем, что необходимо определенное время на проведение закупки в соответствии с нормативно-методической документацией, проведение переговоров, заключение контракта и, наконец, производство и поставку товара. Внутренние заказчики должны учитывать внешние ограничения при оценке уровня удовлетворенности работой, осуществляемой отделом по организации закупок.

6) *процентное количество конкурентных закупок (единицы измерения: проценты)*. Конкурентные процедуры являются наиболее приемлемыми, открытыми и понятными как внутри организации, так и для внешних аудиторов. Отдел по организации закупок согласно принципам лучшей мировой практики должен обеспечивать закупку товаров, работ и услуг на основании применения конкурсных процедур. Однако, это не означает, что запрещается проведение закупок из одного источника. Существует вероятность того, что на момент закупки определенного вида товаров, работ и услуг их способен произвести и поставить только один производитель, не имеющих сети дистрибьюторов. В это случае отдел по организации закупок ответственен за проверку обоснований к проведению закупок из одного источника.

7) *экономия затрат, полученная вследствие переговоров, направленных на улучшение существенных условий поставок (единицы*

*измерения: процент от стоимости предложения потенциального победителя тендера).* Данный показатель является одним из главных критериев с экономической точки зрения, по которым можно оценить эффективность функционирования отдела по организации закупок. Так, отдел по организации не может и не должен нести ответственность за соблюдение/несоблюдение бюджета закупки, в составлении которого эксперты - «закупщики» не участвовали. При составлении бюджета закупок зачастую эксперты от инжиниринговых служб, экономических и финансовых отделов используют лишь данные прошлых закупок, не учитывая изменение конъюнктуры рынка, тем самым закладывая то слишком высокие, то слишком низкие бюджетные цены. Справедливо и объективно оценить деятельность отдела по организации закупок можно по величине скидки, которая была получена в ходе переговоров с компанией, предложившей технически-приемлемые товары, работы или услуги по наименьшей цене среди всех участников конкурса. Из выступлений и статей ученых, руководителей крупнейших компаний, исследующих закупочную деятельность, можно сделать следующий вывод: «никогда не принимай первое предложение». Тем самым, отдел по организации закупок должен проводить переговоры по каждой закупке с целью улучшения существенных условий контракта, к которым в первую очередь относится стоимость товаров, работ и услуг.

8) *операционные расходы, связанные с проведением закупок (единицы измерения: тысячи рублей).* При рассмотрении этого критерия к операционным расходам, связанным с проведением закупок, необходимо отнести следующие основные составляющие затрат: 1) заработная плата персонала, 2) затраты на командировочные расходы, 3) затраты на премирование персонала. Нет необходимости оплачивать работу большого количества экспертов - «закупщиков», когда бюджет и количество закупок строго ограничены относительно небольшой величиной.

9) *количество заявок на закупку на одного эксперта (единицы измерения: количество заявок на эксперта).* Данный параметр неразрывно связан с предыдущим. Однако, перед определением пороговых значений количества заявок на одного эксперта необходимо учитывать нормативно-методическую документацию компании в части сроков проведения закупок, необходимость получения согласований и сложность оценки.

Подготовка объективных ключевых показателей деятельности отдела по организации закупок и постоянный, комплексный анализ их применения будет способствовать принятию правильных и своевременных решений, позволит оптимизировать процессы, связанные с закупками, сделают работу управленцев более прозрачной и подконтрольной.



# **СОЗДАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ПЕРСОНАЛА К РАБОТЕ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ НА НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМЫ «ЧЕЛОВЕК-МАШИНА»**

Щербатюк Я.В.

Ухтинский государственный технический университет

Система «человек-машина», согласно российской энциклопедии по охране труда – сложная система, в которой человек-оператор взаимодействует с техническим устройством в процессе производства материальных ценностей, управления, обработки информации. Является предметом исследования системотехники, инженерной психологии и эргономики.

На сегодняшний день разработанные методики по отбору персонала являются не совершенными и способны определить потенциал человека только на момент проведения тестирования и не способны спрогнозировать поведение работника в нештатной ситуации в различных функциональных состояниях. Современная система профотбора базируется на собеседовании и мед. обследовании, что не учитывает функционального состояния человека, а также не отражает полной картины готовности к выполнению задач и причин результатов кандидата. Кроме того, на сегодняшний день отсутствует система подбора персонала под конкретный производственный объект с учетом его рисков.

Основной целью является снижение процента нештатных и аварийных ситуаций связанных с человеческим фактором путем совершенствования системы профотбора и допуска к работам на опасных производственных объектах.

В качестве поставленных задач рассматривается:

- 1) Проработка математического аппарата надежности СЧМ в условиях нелимитированности времени реагирования.
- 2) Тестирование персонала опасных производственных объектов для создания достоверной выборки статистических данных.
- 3) Разработка методики определения готовности персонала к работе на опасных производственных объектах на основе оценки влияния функционального состояния на надежность системы «человек-машина».
- 4) Проработка возможности создания программного обеспечения по материалам методики с целью упрощения процедуры отбора.

В психофизиологической и психологической литературе [1], [2] рассматриваются самые разнообразные виды состояний человека, оказывающих благоприятное или отрицательное влияние на протекание

трудовой деятельности. Для проведения работы в этом направлении, необходимо обратиться к четкому определению понятия «функциональное состояние».

Функциональное состояние (ФС) - интегративная характеристика состояния человека с точки зрения эффективности выполняемой им деятельности и задействованных в ее реализации систем по критериям надежности и внутренней цены деятельности. Традиционно в физиологии и психофизиологии рассматривается как состояние органов, отдельных систем или организма в целом.

В данной работе были выделены основные функции и качества, влияющие на реагирование в нештатных ситуациях: хроническое утомление; физическое утомление; умственное утомление; комфортность; негативные эмоции; позитивные эмоции; тревожно-депрессивные проявления; личностная тревожность; ситуативная тревожность.

Для выявления параметров был использован комплекс из 7 тестов, прошедших необходимую стандартизацию на разных выборках испытуемых и хорошо зарекомендовавших себя при использовании в реальных условиях [3].

Методика «Шкала состояний»:

Тест направлен на оценку степени субъективной комфортности переживаемого человеком ФС в данный момент времени. Он состоит из 10 биполярных шкал, полюса которых обозначены противоположными по своему значению прилагательными, описывающими характерные признаки «хорошего» и «плохого» субъективного состояния (например, «сильный — слабый», «спокойный — взволнованный», «скучный — заинтересованный»).

Основным показателем данного теста является *индекс субъективного комфорта* (ИСК), который рассчитывается как общая сумма баллов, набранная испытуемым по всем десяти шкалам.

Опросник для оценки острого физического утомления:

Тест направлен на определение степени острого физического утомления, развивающегося в течении одного рабочего дня. Он пригоден для диагностики данного вида утомления, как в тяжелых видах физического труда, так и при выполнении работ с интенсивными динамическими и статическими нагрузками, необходимостью длительного поддержания фиксированной рабочей позы, частого чередования различных видов активности и поездками.

Опросник состоит из 18 коротких утверждений, включающих как прямые симптомы физического дискомфорта, так и сопутствующие им изменения со стороны группы проявлений психической нестабильности и истощения, а также эмоционально-мотивационных оценок. Формулировки симптомов первой и второй групп даны в прямой форме и показывают на

признаки утомления, а третьей группы — в обратной форме, значит, фиксируют возможные позитивные проявления состояния.

Основным показателем данного теста является *индекс физического утомления* (ИФУ), он подсчитывается как общая сумма баллов по 18 утверждениям.

Опросник для оценки острого умственного утомления:

Данный тест предназначен для оценки степени умственного утомления, развивающегося на протяжении одного рабочего дня у людей, работа которых связана с обработкой информационных потоков. В совокупности с данными по опроснику на острое физическое утомление этот тест дает возможность более полно охарактеризовать синдром острого утомления, развивающийся у представителей тех или иных профессий.

Опросник «Степень хронического утомления»:

Тест предназначен для диагностики доклинических степеней хронического утомления, которое в своих крайних формах переходит в разряд патологических состояний (различные формы астенического синдрома, неврозов и др.), что требует медицинского вмешательства.

Данный тест - традиционный опросник, который включает 36 развернутых утверждений, соответствующих наиболее типичным проявлениям хронического утомления в разных сферах жизнедеятельности. Они могут быть подразделены на четыре основные группы симптомов, включающих: симптомы физиологического дискомфорта; снижение общего самочувствия и когнитивный дискомфорт; нарушения в эмоционально-аффективной сфере; снижение мотивации и изменения в сфере социального общения.

Методика «Шкала дифференциальных эмоций»:

Данный тест разработан американским психологом Кэрролом Изардом в виде приложения к его теоретической концепции, в которой развиваются положения о существовании 10 базовых эмоций, составляющих основу эмоциональной жизни человека: интереса, радости, удивления, горя, гнева, презрения, отвращения, страха, стыда и вины.

Тест состоит из 30 монополярных шкал, представленных прилагательными, соответствующими различным оттенкам эмоциональных переживаний. Для оценки каждой из 10 базовых эмоций используются три частные шкалы, расположенные в следующем порядке:

1. Интерес; 2. Радость; 3. Удивление; 4. Горе; 5. Гнев; 6. Отвращение; 7. Презрение; 8. Страх; 9. Стыд; 10. Вина.

Необходимо вычислить обобщенные показатели по укрупненным группам эмоций:

*Индекс позитивных эмоций* (ПЭМ) — характеризует степень позитивного эмоционального отношения субъекта к наличной ситуации. Подсчитывается как сумма баллов по трем первым блокам базовых эмоций (рисунок 1).

$$\text{ПЭМ} = \overset{1}{\text{Интерес}} + \overset{2}{\text{Радость}} + \overset{3}{\text{Удивление}}$$

Рисунок 11. Расчет индекса позитивных эмоций

*Индекс острых негативных эмоций (НЭМ)* — отражает общий уровень негативного эмоционального отношения субъекта к наличной ситуации. Подсчитывается как сумма баллов по четырем последующим блокам базовых эмоций (рисунок 2).

$$\text{НЭМ} = \overset{4}{\text{Горе}} + \overset{5}{\text{Гнев}} + \overset{6}{\text{Отвращение}} + \overset{7}{\text{Презрение}}$$

Рисунок 12. Расчет индекса негативных эмоций

*Индекс тревожно-депрессивных эмоций (ТДЭМ)* — отражает уровень относительно устойчивых индивидуальных переживаний тревожно-депрессивного комплекса эмоций, опосредующих субъективное отношение к наличной ситуации. Подсчитывается как сумма баллов по трем последним блокам базовых эмоций (рисунок 7).

$$\text{ТДЭМ} = \overset{8}{\text{Страх}} + \overset{9}{\text{Стыд}} + \overset{10}{\text{Вина}}$$

Рисунок 13. Расчет индекса тревожно-депрессивных проявлений

Методика «Шкала ситуативной тревожности»:

Данный тест, разработан американским психологом Чарльзом Дональдом Спилбергером в рамках парадигмы «эмоция как состояние и устойчивая личностная черта». «Шкала ситуативной тревожности» состоит из 20 монополярных шкал. Обработка результатов тестирования по данной методике предполагает расчет одного общего показателя — *индекса ситуативной тревожности (ИСТ)*.

Следует отметить, что при диагностике ситуативной тревожности непосредственно в течение рабочего процесса значения ИТС, соответствующие низкому уровню тревожности, далеко не всегда можно интерпретировать как оптимальные.

Методика «Шкала личностной тревожности»:

Данный тест является парным по отношению к описанной выше «Шкале ситуативной тревожности», поэтому по форме представления материала и организации тестирования он практически полностью аналогичен. Его отличительной чертой является направленность на диагностику устойчивых проявлений тревожности в поведении и отношении к различным ситуациям, которые интерпретируются как

сформировавшаяся индивидуальная особенность или черта личности. «Шкала личностной тревожности» также состоит из 20 монополярных шкал, включающих как прямые, так и обратные формулировки утверждений. При обработке результатов тестирования производится подсчет одного общего показателя — *индекса личностной тревожности (ИЛТ)*.

Разработанная методика включает 3 этапа:

- 1) Тестирование кандидата на выявление актуального функционального состояния (ФС). Используются валидизированные тесты для определения субъективных компонентов состояния человека. Тесты, объединенные в методике, обладают высокой диагностической чувствительностью и удобством использования.
- 2) Решение кандидатом задачи связанной с нештатной ситуацией на предполагаемом рабочем месте. Фиксируется время, за которое кандидат принимает решения по устранению нештатной ситуации. Необходимо оценить правильность принятых работником решений в соответствии с внутренней документацией организации.
- 3) Анализ полученных экспериментальным путем данных. Построение графиков зависимости показателя правильности выполнения в единицу времени (ППВ) и времени реагирования от параметров функционального состояния или сопоставление данных кандидата с данными графиками, полученными на основе экспериментов.

Результаты исследований: хроническое утомление. Результаты зависимостей ППВ, времени реагирования и надежности СЧМ, а так же их формулы представлены на графиках(рисунок 4, 5, 6).

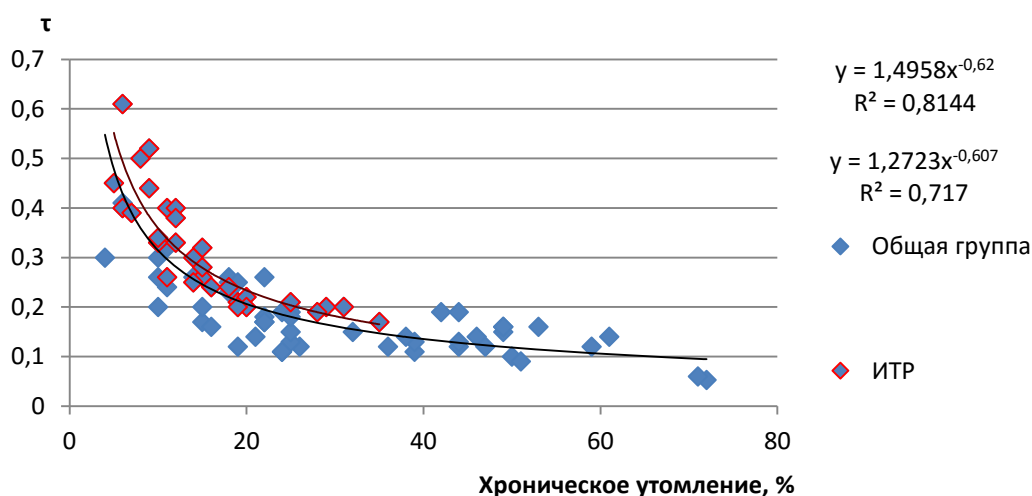


Рисунок 14. Расчет индекса тревожно-депрессивных проявлений

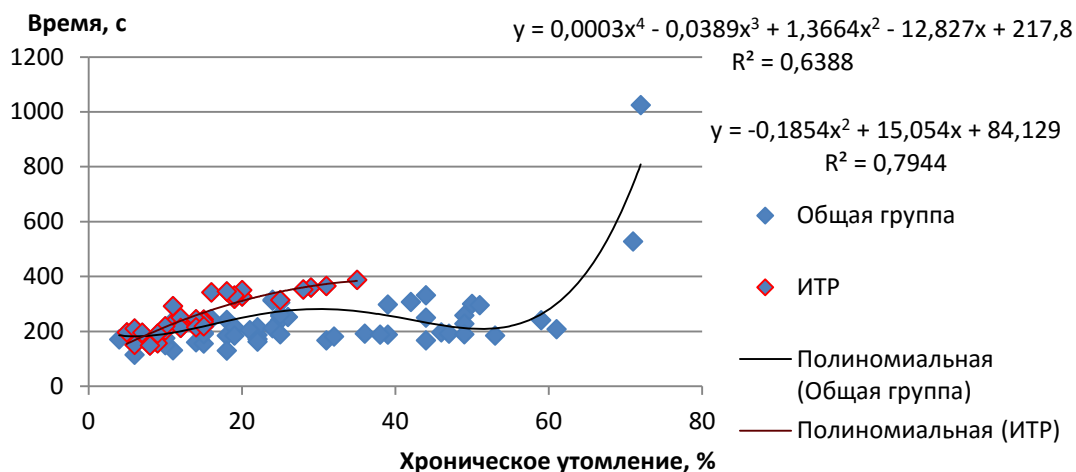


Рисунок 15. Зависимость времени реагирования от хронического утомления

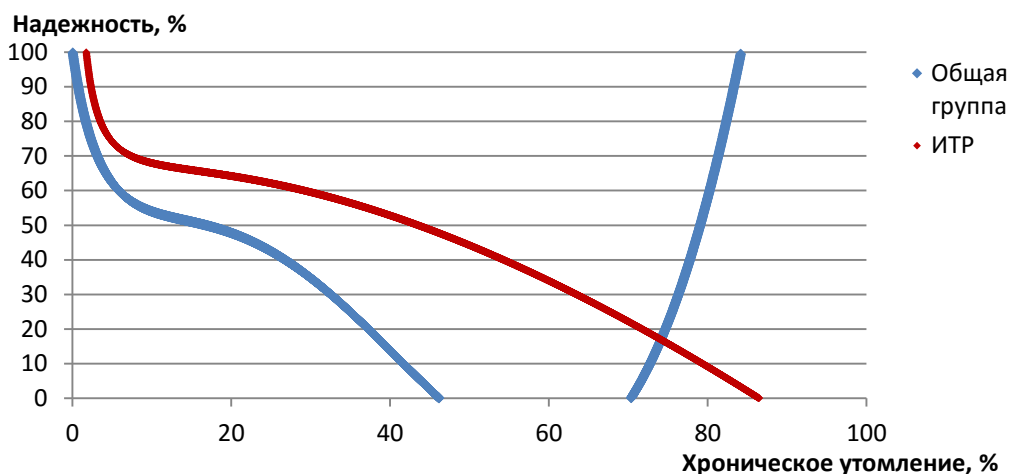


Рисунок 16. Зависимость надежности СЧМ от хронического утомления

Все полученные зависимости логичны. Чем больше степень хронического утомления, тем меньше ППВ и больше время реагирования. Коэффициент корреляции  $-0,72$  свидетельствует о высокой функциональной связи параметров.

Однако, строя зависимости по общим данным можно наблюдать снижение времени реагирования на промежутке от 30 до 60 % утомленности, это сказывается и при вычислении зависимости надежности и наглядно представлено на графике. При такой зависимости наблюдается резкое повышение надежности после 70 %, это можно объяснить все тем же явлением «последнего рывка» как и в случае с физическим утомлением, с которым коррелируется данный результат. Это связано с тем, что физическое утомление есть составляющая часть хронического и эти явления тесно взаимосвязаны. Но на данном промежутке, на сегодняшний день, имеется мало данных, чтобы с высокой точностью гарантировать результат. Требуется дополнительные исследования. Сложность

получения данных заключается в том, что такие состояния близки к патологиям и встречаются очень редко. Среди специалистов данных состояний не наблюдалось, и строя зависимости исключительно по их данным повышения надежности с увеличением степени утомления не наблюдается.

Аналогично проведены исследования по умственному и хроническому утомлениям, негативной и позитивной эмоциональностям, по тревожно-депрессивным проявлениям, личной тревожности и ситуативной тревожности. В результате проведенных исследований были выявлены зависимости ППМ, надежности СЧМ и зависимость времени реагирования от этих факторов.

Для внедрения разработанной методики необходимо минимальное количество денежных вложений. Детализированная смета расходов приведена в Таблице 1.

№	Статья расходов	Стоимость (ед.), руб.	Кол-во единиц	Всего, руб.
1	Ультрабук (для проведения тестирования на удаленных объектах)	40000	3	120000
2	МФУ	20000	1	20000
3	Компьютер или моноблок (для стационарного тестирования)	50000	2	100000
	<b>ИТОГО:</b>		5	240000

Таблица 1. – Смета расходов

Размер первоначальных инвестиций минимален, что позволит беспрепятственно внедрить разработку на любом предприятии топливно-энергетического комплекса.

Экономическая эффективность выражается предотвращенным экономическим ущербом и отображается в таблице 2. В качестве примера рассматривалась аварийная ситуация в резервуарном парке светлых нефтепродуктов.

Таблица 2. – Итоговый расчет показателей экономического эффекта

<b>Экономические показатели</b>	<b>Сумма (тыс. руб.)</b>
Прямые потери	43071,525
Затраты на локализацию и ликвидацию аварии	1076,921
Расходы предприятия на экспертную комиссию по расследованию аварии	84
Выплаты в связи с гибелью работника	3528,4
Выплаты работнику, получившему тяжёлую травму	60,832
Экологический ущерб	49,635
<b>Итого</b>	<b>47837,313</b>
Срок окупаемости	2,7

Как видно из таблицы 1 эффект от мероприятия в случае реализации аварийной ситуации выражается предотвращённым экономическим ущербом и составит 47837,313 тыс. рублей. Срок окупаемости составляет 2,7 года.

### **Заключение**

Разработанная методика позволит грамотно подбирать персонал исходя из его готовности к действиям в нештатных ситуациях. Это позволит избежать аварий и связанного с ним ущерба. Работа соответствует современным тенденциям инженерной психологии, которые говорят о необходимости выявления конкретных факторов функционального состояния мешающих нормальной деятельности. В то же время внедрение методики не требует крупных капитальных вложений. При существующем риске возникновения аварийных ситуаций проект окупается через 2 года после внедрения.

Экологический эффект достигается сокращением экологического ущерба за счет снижения вероятности возникновения и негативного развития аварийных ситуаций.



### **Список использованных литературных источников**

1. Егоров А. С, Загрядский В. П., Мордвинов Е. Ф. и др. Принцип конкретности в исследованиях работоспособности человека-оператора. — *Вопр. психол.*, 1973, № 2, с. 123
2. Медведев В. И. Функциональные состояния оператора. — В кн.: *Эргономика. Принципы и рекомендации*. М., 1970, т. 1.
3. Практикум по инженерной психологии и эргономике: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / С. К. Сергиенко, В.А. Бодров, Ю.Э. Писаренко и др.; Под ред. Ю.К.Стрелкова. — М.: Издательский центр «Академия», 2003. — 400 с.

## **ЯВЛЯЮТСЯ ЛИ РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ ОБЪЕКТАМИ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА? (ARE EXPLORATION WELLS CAPITAL FACILITIES?)**

Саюнов В.В.

ООО «Газпром геологоразведка»

В настоящее время при рассмотрении вопроса об отнесении скважин к объектам капитального строительства, практически ни у кого из авторов не возникает сомнений в том, что все скважины являются объектами капитального строительства<sup>6</sup>.

Однако, учитывая большое количество типов скважин, данный вопрос представляется не настолько очевидным, как это кажется на первый взгляд.

Так, вопросов с отнесением эксплуатационных скважин к объектам капитального строительства не возникает, поскольку они сооружаются на длительный период и регистрируются как объекты недвижимого имущества в установленном законодательством порядке.

Менее однозначным является вопрос об отнесении поисковых, поисково-оценочных, оценочных, разведочных, параметрических и прочих скважин, построенных с целью проведения геологоразведочных работ (далее – разведочных скважин), к объектам капитального строительства.

Пунктом 10 части 1 статьи 1 Градостроительного кодекса Российской Федерации<sup>7</sup> установлено, что объект капитального строительства – это здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено (объекты незавершенного строительства), за исключением временных построек, киосков, навесов и других подобных построек.

В связи с тем, что разведочные скважины создаются для уточнения геологического строения месторождения и получения притока нефти и газа, а после проведения всех необходимых испытаний ликвидируются либо консервируются, они по своей сути являются временными сооружениями.

Таким образом, поверхностный взгляд на данный вопрос приводит к закономерному ответу – разведочные скважины объектом капитального строительства не являются.

Однако немногочисленная судебная практика признает разведочные скважины объектами капитального строительства, тщательно не исследуя данный вопрос<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> См., например: П.П. Гончаров. Государственный учет завершаемых строительством скважин: проблемы и перспективы // Нефть. Газ. Право. 2012. № 4. С. 29 – 34.

<sup>7</sup> Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ // Собрание законодательства РФ. 03.01.2005. № 1 (Часть 1). Ст. 16.

<sup>8</sup> См., например: постановление Восемнадцатого арбитражного апелляционного суда от 08.07.2014 № 18АП-6754/2014 по делу № А07-23807/2013; постановление

Следовательно, напрашивается вывод о том, что необходимо рассмотреть данный вопрос более детально.

Так, в первую очередь необходимо проанализировать судебную практику по признанию различных объектов объектами капитального строительства.

Рассматривая данный вопрос, суды обычно анализируют следующие критерии: 1. возможность перемещения объекта без утраты его первоначального назначения; 2. прочная связь с землей; 3. долговечность; 4. прочность; 5. монтаж объекта на специально возведенном фундаменте.

Например, в соответствии с постановлением Десятого арбитражного апелляционного суда от 07.07.2015 по делу № А41-81065/14 забор не был признан объектом капитального строительства в силу возможности его перемещения, так как такой забор не имеет фундамента.

Согласно постановлению Арбитражного суда Северо-Кавказского округа от 24.02.2015 по делу № А01-2839/2013 было установлено, что так как металлические стены и крыша без существенных технических и материальных затрат могут быть разобраны, перенесены на новое место и воссозданы без утраты объектом его первоначального предназначения, то они не являются объектом капитального строительства.

В апелляционном определении Тамбовского областного суда от 25.11.2013 по делу № 33-3674 суд указал, что железнодорожная цистерна с металлическим ограждением на металлических столбах, то есть не на сплошных фундаментах, прочно связывающих сооружение с землей, не является объектом капитального строительства, поскольку может быть перенесена на новое место без ущерба ее назначению.

Исходя из вышесказанного, суды, рассматривая вопрос об отнесении объекта к объектам капитального строительства, исследуют вопрос, является ли объект объектом недвижимого имущества, и если он таковым является, то они признают его объектом капитального строительства.

В соответствии с частью 1 статьи 130 Гражданского кодекса Российской Федерации<sup>9</sup> к недвижимым вещам относятся земельные участки, участки недр и все, что прочно связано с землей, то есть объекты, перемещение которых без соразмерного ущерба их назначению невозможно, в том числе здания, сооружения, объекты незавершенного строительства.

Как видно из данного определения, в нем перечислены все признаки, которые исследуют суды. Соответственно, многие суды отождествляют понятие «объект капитального строительства» и «объект недвижимого

---

Восемнадцатого арбитражного апелляционного суда от 21.07.2014 № 18АП-6962/2014 по делу № А07-3223/2014.

<sup>9</sup> Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 № 51-ФЗ // Собрание законодательства РФ. 05.12.1994. № 32. Ст. 3301.

имущества», иногда косвенно<sup>10</sup>, а иногда и прямым текстом<sup>11</sup>. Отождествляют данные понятия некоторые исследователи<sup>12</sup> и государственные органы<sup>13</sup>.

Представляется, что данный вывод является не совсем верным, по следующим причинам. Во-первых, законодатель не случайно ввел специальное понятие «объект капитального строительства» в Градостроительный кодекс. По мнению автора, таким образом законодатель хотел выделить среди объектов недвижимости особый вид объектов, требующих дополнительного внимания государственных органов, в том числе специального правового регулирования деятельности по их созданию и соблюдения дополнительных норм безопасности. Во-вторых, среди объектов недвижимого имущества есть и нетипичные объекты, такие как суда, космические корабли и иные объекты, отнесенные законом к недвижимости. Очевидно, что они не являются объектами капитального строительства. В-третьих, Градостроительный кодекс при определении объекта капитального строительства оперирует теми же терминами, что и Гражданский кодекс при определении объекта недвижимого имущества – здания, сооружения, объекты.

Следовательно, любой объект капитального строительства является объектом недвижимого имущества, но не любой объект недвижимого имущества является объектом капитального строительства. Иначе говоря, понятия «объект недвижимого имущества» и «объект капитального строительства» соотносятся между собой как общее и частное.

Следующим закономерным шагом является определение того, что же такое «разведочная скважина» или хотя бы «буровая скважина».

В настоящее время отсутствует законодательно установленное определение данных понятий, но их можно найти в государственных стандартах.

Так, ГОСТ Р 54362-2011<sup>14</sup> определяет буровую скважину как цилиндрическую выработку, пройденную буровым инструментом в

---

10 См., например: постановление Федерального арбитражного суда Поволжского округа от 27.02.2014 по делу № А57-10631/2013; постановление Арбитражного суда Поволжского округа от 15.09.2015 № Ф06-25818/2015.

11 См., например: постановление Двадцатого арбитражного апелляционного суда от 17.12.2014 по делу № А09-7891/2014.

12 См., например: Шеметова Н.Ю. Критерии отнесения строений к капитальным и критерии отнесения имущества к недвижимому в законодательстве РФ // Адвокат. 2014. № 8. С. 55 – 66.

13 См., например: письмо Министерства экономического развития Российской Федерации от 03.07.2009 № Д23-2053; разъяснение ФАУ «Главное управление государственной экспертизы» от 06.07.2015 по вопросу проведения в ФАУ «Главгосэкспертиза России» и его филиалах государственной экспертизы в отношении проектной документации нефтяных и газовых скважин // Нормирование, стандартизация и сертификация в строительстве. 2015. № 5.

горных породах земной коры для изучения ее геологического строения или добычи полезных ископаемых. По назначению скважины различают картировочные, опорные, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, горнотехнические, гидрогеологические.

Кроме того, ГОСТ Р 53554-2009<sup>15</sup> дает определение оценочной скважины как буровой скважины, предназначенной для уточнения нефтенасыщенности, коллекторских свойств продуктивного пласта, свойств пластовых флюидов.

Таким образом, можно определить разведочную скважину как цилиндрическую выработку, пройденную буровым инструментом в горных породах земной коры для уточнения нефте- или газо-насыщенности, коллекторских свойств продуктивного пласта и свойств пластовых флюидов.

Анализируя признаки объекта недвижимого имущества, рассмотренные выше, бесспорным является тот факт, что у скважин прочная связь с землей.

Касательно второго определяющего признака (невозможность перемещения объекта без утраты его первоначального назначения), как это ни странно, есть несколько мнений.

Министерство экономического развития Российской Федерации в вышеуказанном письме пишет, что нефтяные скважины относятся к объектам недвижимости (сооружениям) в случае, если в результате демонтажа соответствующей скважины исключается возможность ее обустройства на другом участке.

Конечно, данное письмо не имеет юридической силы, так как, во-первых, Минэкономразвития России не наделено полномочиями по разъяснению действующего законодательства, а во-вторых, оно не было опубликовано в установленном законом порядке.

Вместе с тем, с данной позицией невозможно согласиться, поскольку скважина (независимо от того, нефтяная она либо газовая, разведочная или эксплуатационная) не может быть демонтирована в принципе, поэтому любая скважина обладает признаком невозможности ее перемещения.

Кроме того, некоторые авторы<sup>16</sup> считают, что объектами недвижимости являются только эксплуатационные скважины и

---

14 ГОСТ Р 54362-2011. Геофизические исследования скважин. Термины и определения // Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.07.2011 № 196-ст, который опубликован не был.

15 ГОСТ Р 53554-2009. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения // Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2009 № 836-ст, который опубликован не был.

16 См., например: В.Г. Цыганов. К вопросу о правах на буровые скважины // Недвижимость и инвестиции. Правовое регулирование. 2001. № 1 (6); Анисимов А.П.,

разведочные скважины глубокого бурения, а разведочные и взрывные скважины, чье длительное использование не предполагается («скважины однократного использования») вообще вещами не являются.

С данным выводом сложно согласиться, так как даже после ликвидации или консервации разведочной скважины, в земле остаются обсадные трубы, а сама скважина, хоть в ней и установлены ликвидационные мосты, может быть при желании снова разбурена, поэтому говорить об одноразовом характере разведочных скважин не совсем корректно.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что разведочная скважина является объектом недвижимого имущества.

Далее, рассматривая ранее сделанный вывод о том, что объект капитального строительства является одним из видов объектов недвижимого имущества, получается, что разведочная скважина является объектом капитального строительства.

Таким образом, можно заключить, что либо существуют такие объекты капитального строительства, которые не являются объектами недвижимого имущества, либо временно сооруженный объект (разведочная скважина) является объектом капитального строительства.

Анализируя первую вероятность, получается, что понятия «объект недвижимого имущества» и «объект капитального строительства» не соотносятся как общее и частное, а частично накладываются друг на друга.

Такой вывод противоречит ранее сделанному выводу. Кроме того, в этом случае, будет необходимо внесение изменений в статью 130 Гражданского кодекса Российской Федерации, поскольку, как было рассмотрено ранее, разведочные скважины однозначно являются объектами недвижимого имущества, так как удовлетворяют всем признакам недвижимого имущества. Соответственно, необходимо будет изменение определения объекта недвижимого имущества таким образом, чтобы добавить дополнительный критерий, по которому разведочные скважины исключались бы из объектов недвижимого имущества.

Однако такой подход представляется не совсем верным, поскольку это приведет к неоправданному сужению понятия «объект недвижимого имущества», поскольку скважины – это в чистом виде объекты недвижимости.

Рассматривая вторую вероятность, становится очевидным противоречие данного высказывания с определением, приведенным в Градостроительном кодексе, которое прямо исключает временные строения из списка объектов капитального строительства.

Преодолеть указанное противоречие можно несколькими способами.

Во-первых, можно изменить определение объекта капитального строительства в Градостроительном кодексе Российской Федерации, указав, что из списка объектов капитального строительства исключаются не все временные постройки, а только такие, которые не обладают признаками объекта недвижимого имущества.

В этом случае, разведочные скважины, несмотря на временный характер, будут признаваться и объектами капитального строительства, и объектами недвижимого имущества.

Во-вторых, можно изменить определение объекта капитального строительства таким образом, чтобы исключить разведочные скважины из списка объектов капитального строительства, дописав в качестве примера помимо киосков и навесов разведочные скважины.

Однако по мнению автора, данный подход является не совсем верным, так как, как указано выше, в этом случае будет нарушена логика соотношения понятий «объект недвижимого имущества» и «объект капитального строительства», поскольку в этом случае появится новый объект, являющийся объектом недвижимого имущества, но не являющийся объектом капитального строительства.

Исходя из всего вышесказанного, учитывая разнообразную судебную практику, а также положения Градостроительного кодекса Российской Федерации, считаем, что разведочные скважины, несмотря на их временный характер являются объектами капитального строительства.

Данный вывод подтверждается также тем, что в статье 48.1 Градостроительного кодекса есть определение уникальных объектов. Под такими объектами понимаются объекты капитального строительства, в проектной документации которых предусмотрена хотя бы одна из следующих характеристик: 1) высота более чем 100 метров; 2) пролеты более чем 100 метров; 3) наличие консоли более чем 20 метров; 4) заглубление подземной части (полностью или частично) ниже планировочной отметки земли более чем на 15 метров.

Следовательно, законодатель специально определил подвид объектов капитального строительства наличием одной из вышеуказанных характеристик. Так как разведочные скважины зачастую достигают в глубину более 2 километров, то они подпадают под такое определение, а это также косвенно подтверждает вывод о том, что разведочные скважины являются объектом капитального строительства.

# ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКО-ИРАНСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ (THE PROSPECTS OF RUSSIAN-IRANIAN ENERGY RELATIONS)

Кудашова О.А.

(научный руководитель: д.э.н., профессор Халова Г.О.)

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

Политико-экономические и торговые связи России с Ираном (Персией) насчитывают более пяти веков. В истории двух государств были разные периоды: и негативные, – вплоть до войн в XIX веке, и позитивные, когда торгово-экономические отношения развивались высокими темпами. В нынешней сложной международной обстановке вопросы взаимного доверия, готовности к диалогу и взаимодействию, добрососедства и развития становятся ключевыми во взаимоотношениях двух стран.<sup>17</sup>

Исламскую Республику Иран можно назвать уникальным развивающимся рынком. Принятое 16 января 2016 года решение о частичном снятии санкций делает эту страну одной из самых привлекательных для инвестиций в мире, в свете чего, выявление направлений взаимовыгодного сотрудничества РФ и ИРИ становятся как никогда актуальными.

Снятие санкций открывает новые возможности для развития и укрепления двусторонних отношений с Россией. Многие западные энергетические концерны, а также китайские инвесторы уже готовы прийти в Иран. Российские компании заинтересованы в совместном сотрудничестве как в области разведки залежей нефти и газа, их транспортировки, инвестиций, так и в сфере активной деятельности на международном рынке.

Исламская Республика Иран – одна из наиболее богатых стран Азии, 19-я в мире по объёму ВВП и крупнейшая среди государств Ближнего Востока и ОПЕК. Страна является стратегическим плацдармом, обладание которым позволяет контролировать одновременно Персидский Залив, Каспий, Афганистан и Пакистан.

Иран располагает крупнейшими совокупными запасами нефти и газа в мире. По запасам нефти страна занимает 4 место (9,3% мировых запасов), по запасам газа 1-2 место (по разным данным) - 18% мировых запасов. На мировом рынке торговли нефтепродуктами на долю Ирана приходится 5,5%<sup>18</sup>. Экспорт нефти, в основном, направлен в восточные страны, газ почти не экспортируется, хотя имеются гигантские и супергигантские месторождения.

---

<sup>17</sup> Е.В. Дунаевой, В.И. Сажина. Российско-иранские отношения. Проблемы и перспективы. М.: ИВ РАН, 2015.С.260.

<sup>18</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015



Последнее время правительство Ирана большое внимание уделяет диверсификации экономики, которая очень сильно пострадала под влиянием санкций. Наибольшие экономические потери понес нефтяной сектор (экспорт нефти сократился на 60% – с 2,5 млн. баррелей в день в 2011 году, до нынешних 1,5 млн.). Даже в условиях высоких цен на нефть в 2013 году доходы бюджета от её продажи упали со \$100 млрд. до \$35 млрд., ВВП сократился на 5%, а уровень безработицы сильно возрос. При этом, с падением цен все эти проблемы только усугубляются, подводя страну к черте затяжного экономического кризиса.<sup>19</sup> Иран оказался в парадоксальной ситуации: по совокупным запасам углеводородов он находится на первом месте в мире, при этом по уровню добычи – лишь на пятом. По сути, из-за санкций и огосударствления всей хозяйственной системы, страна не смогла реализовать свой нефтегазовый потенциал, для чтобы дать импульс развитию другим отраслям экономики.

Провалы иранской модели становятся все более очевидными. Это, в свою очередь, вынуждает власти страны искать выход. В России и других странах-экспортерах углеводородов снятие санкций вызывает закономерный ажиотаж, но вопрос о том, насколько быстро Иран сможет нарастить добычу нефти (а в перспективе и газа) остается открытым.

Отсутствие доступа к современным технологиям повлияло не только на уровень добычи и решения о реализации перспективных проектов, но и на само состояние сырьевой базы. Месторождения страны истощаются на 10% в год при крайне невысоком коэффициенте извлечения нефти, всего 20-25%. По оценкам экспертов, даже при достаточном притоке иностранных инвестиций в отрасль, высокая истощенность текущих месторождений позволит нарастить добычу нефти лишь до 265 млн. т. к 2020 году, с дальнейшим плавным падением до 235 млн. т. к 2040 году.<sup>20</sup>

В газовой сфере ситуация во многом схожая: с одной стороны, имеются крупнейшие в мире доказанные запасы газа (в частности, на супергигантском месторождении Южный Парс, запасы которого составляют примерно 5% общемировых), а с другой – для того чтобы их монетизировать потребуются годы и колоссальные инвестиции, причем не только в разработку самих месторождений, но и в строительство дорогостоящей инфраструктуры. На наш взгляд, действия Ирана в ближайшей перспективе будут определять двойной интерес: первое - это увеличить экспорт собственного газа, второе - в максимальной степени перенести его транзит в регионе на свою территорию. Сейчас газа на экспорт у Ирана нет, страна продает небольшие объемы в Турцию и почти столько же закупает у Туркменистана для снабжения северных регионов. Потенциал роста добычи очень приличный – до 215 млрд. куб. м к 2020 году, 260 млрд. куб. м – к 2030-му и до 370 млрд. куб. м к 2040-му.

---

<sup>19</sup> <http://www.iea.org>

<sup>20</sup> <http://www.eriras.ru>

Проблема состоит в том, что практически весь добываемый в Иране газ идет на быстрорастущий внутренний рынок. Доля газа в первичном энергопотреблении страны одна из наиболее высоких в мире – 60%.<sup>21</sup>

Иран рассматривает два варианта поставок газа на экспорт – направлять сетевой газ в Европу (вероятнее всего, через Турцию, с которой Иран уже соединяет небольшой газопровод), либо строить в Заливе заводы по производству СПГ. Пока, из-за санкций, все проекты СПГ были заморожены. Можно сделать вывод, что до 2020 года импортерам газа, в частности Европе, на Иран рассчитывать не приходится, но в более отдаленной перспективе он вполне способен начать поставки.

Для развития экономики, в частности энергетического сектора, Ирану нужны партнеры, поэтому в ближайшее время отношения с Россией имеют все шансы выйти на новый уровень. На сегодняшний день, товарооборот между странами мал, и в 2014 году составил \$1,67 млрд. Главная проблема, которая сдерживает увеличение товарооборота – это отсутствие действенных механизмов банковско-финансового обеспечения внешнеэкономической деятельности. Иран испытывает недостаток в российских рублях, евро и долларах, что затрудняет импорт из России и других стран СНГ. Если удастся решить эту проблему, то товарооборот между странами кратно вырастет. Запланированы десятки масштабных проектов, которые очень важны для российского реального сектора экономики, особенно в период санкций со стороны Запада.

В повестке дня, наряду с развитием атомной энергетики, открываются широчайшие возможности для взаимодействия в нефтегазовой сфере, реализации совместных нефтехимических и газохимических проектов, привлечения российских инвесторов в развитие транспортной инфраструктуры, а также совместного использования нашими странами ресурсов Каспийского моря. Далее в работе будут подробно рассмотрены направления, которые, на наш взгляд, сыграют важную роль в развитии российско-иранского энергетического сотрудничества.

**1) Зона свободной торговли ЕАЭС - Иран.** В апреле 2015 года Иран выразил свое желание на создание зоны свободной торговли (ЗСТ) с ЕАЭС. Характер экономических взаимоотношений двух стран естественным образом продвигает их к режиму свободной торговли. Иран продолжает увеличивать поставки из России и Казахстана зерновых и продуктов их переработки, а экспорт иранской сельхозпродукции и продукции нефтегазохимии в регион ЕАЭС за тот же период возрос на 20 и 15% соответственно.

**2) Развитие транспортной инфраструктуры.** Перспективным иранским объектом российских интересов является транспорт. Россия

---

<sup>21</sup> <http://www.eriras.ru>

может участвовать в поставках транспортной техники, в перевозках, в создании и модернизации транспортной инфраструктуры.

Сухопутные евразийские маршруты, вполне возможно, могут обрести свое второе дыхание в XXI в. С одной стороны, все прикаспийские государства, не имеющие выхода к морю, объективно заинтересованы в строительстве максимально возможного числа альтернативных транспортных коридоров. С другой стороны, в среднесрочной перспективе в странах ШОС ожидается усиление региональной интеграции внутреннего рынка и внутренних перевозок.

Важнейшим условием экономического роста новых районов и центров перспективной разработки природных ресурсов станет оптимизация их транспортной доступности. Важным аспектом сотрудничества является активизация перевозок в рамках международного транспортного коридора «Север – Юг», в который входят почти все страны ЕАЭС (кроме Киргизии). Ожидается, что его строительство завершится в 2022 году, и объем грузоперевозок составит 25 миллионов тонн в год. Интерес к проекту проявляют китайские банки, которые выразили готовность профинансировать 60% программы. Этот трансконтинентальный транспортный коридор вдвое сократит время транспортировки грузов между Азией и Европой по сравнению с уже действующим маршрутом через Суэцкий канал.

**3) Перспектива вступления Ирана в ШОС.** В среднесрочной перспективе предполагается расширение сотрудничества с Ираном в рамках ШОС. После вступления Ирана в ШОС, организация может стать одним из самых мощнейших евразийских объединений. Это будет отвечать не только интересам Ирана с точки зрения его безопасности и получения экономической выгоды, но и интересам самой ШОС, учитывая роль и вес Ирана, его экономический и энергетический потенциал, а также важное стратегическое и географическое положение.

**4) Атомная энергетика.** Многообещающим является сотрудничество в области ядерной энергетики. Главным направлением взаимодействия в этой сфере было и остается строительство атомной электростанции в Бушере. В ближайшее время начнутся строительные работы по сооружению еще двух блоков АЭС. Общий объем инвестиций в проект оценивается в 11 млрд. долларов. В настоящее время в Бушере работают около 300 российских компаний и примерно 2 тыс. российских специалистов.<sup>22</sup>

Этот сегмент иранского рынка представляет интерес не только для российской стороны. Россия вынуждена конкурировать в первую очередь с Китаем, который с 1990-ых гг. официально содействовал развитию атомной энергетики в Иране. Для Ирана развитие отношений с Китаем

---

<sup>22</sup> <http://ru.euronews.com/newswires/3154434-newswire/>

означает получение дополнительной поддержки одного из лидеров современного мирового порядка, а с экономической точки зрения – перспективу привлечения масштабных инвестиций. Интерес проявляет и Япония, которая устами заместителя пресс-секретаря МИД подтвердила свою готовность сотрудничать с Ираном в сфере строительства АЭС50. Из этого следует, что в ближайшее время разгорится конкурентная борьба за иранский рынок, в том числе в секторе ядерной энергетики.

**5) Нефтегазовая промышленность.** Российские компании могут предложить Ирану передовые технологии мирового уровня в нефтегазовой сфере. Иранских партнеров могут серьезно заинтересовать методы повышения извлекаемости нефти и реабилитации нефтяных месторождений, сервисные контракты по бурению и обслуживанию скважин, оборудование для нефтегазовой и нефтехимической промышленности.

На текущий момент "Зарубежнефть" реализует с иранской ICOFC (Iranian Central Oil Fields Company) проекты по повышению нефтеотдачи на месторождениях Пейдар, Западный Пейдар, Абан и Нафт Шахр. Российская компания рассматривает проекты по разработке месторождений в Иране на общую сумму порядка \$6 млрд.<sup>23</sup>

Нефтегазовая и нефтехимическая промышленность является системообразующей отраслью национального хозяйства Ирана и основным источником бюджета. Эта отрасль с 1950-х гг. развивалась на базе европейского и американского оборудования и технологий. 95% предприятий сектора построены на технологиях международных инжиниринговых компаний Lurgi, UOP, Linde, Kellogg и т.д. До снятия санкций западные компании не могли официально сотрудничать с иранскими партнерами, сегодня это открывает широкий рынок для российских предприятий с единственным конкурентом – китайским бизнесом.<sup>24</sup>

**б) Каспийский нефтегазохимический кластер.** Проект Российской Федерации по строительству в Прикаспийском регионе пиролизных мощностей мирового уровня. Предполагается, что они будут базироваться на добывающих предприятиях, работающих на месторождениях северного Каспия и газохимическом холдинге в ставропольском Буденновске. В долгосрочной перспективе видится возможность объединения российских мощностей с Ираном. У Ирана имеются перспективные нефтегазовые залежи на шельфе и в акватории Каспийского моря, а также Иран достаточно далеко продвинулся в нефтехимии, которая к началу 2015 г. составляла 45% от всего иранского промпроизводства. Ожидается, что к

---

<sup>23</sup> <http://www.interfax.ru/business/478900>

<sup>24</sup> Белобров Ю.Я. Современные российско-иранские отношения: вызовы и возможности: рабочая тетр. М.: Спецкнига, 2014. С.72.

2020 г. Иран займет 41% нефтехимического рынка всей Западной Азии (Ближний и Средний Восток).

**7) Сотрудничество стран "каспийской пятерки"** - Россия, Казахстан, Туркменистан, Азербайджан и Иран. Международно-правовой статус Каспийского моря до сих пор не определен. Каспийское море превратилось в потенциальный конфликт, где государства сами формируют свои позиции относительно правового статуса моря. Как говорится, есть за что спорить: общие запасы углеводородов оцениваются примерно 18-20 млрд. тонн (на Каспий приходится пятая часть всех мировых запасов нефти и почти половина запасов газа), плюс возможности для рыболовства и добычи морепродуктов, среди которых - осетровые (более 90% этого вида от общемировых запасов).

Позиции и интересы Российской Федерации и Исламской Республики Иран по целому ряду направлений в решении проблем Каспийского региона как совпадают, так и расходятся. Тем не менее, две страны объединяет общее стремление решить проблему в интересах всех прибрежных государств, сохранить энергетические и биологические ресурсы Каспия.

Каспийское море – стратегически важный регион, но в его ресурсах заинтересованы и не прикаспийские страны. Интерес к ним проявляют Турция, Евросоюз, США и КНР, поэтому в современных реалиях все прикаспийские государства осознают общность их интересов в обеспечении безопасности региона. На саммите по Каспию, который в 2016 году пройдет в Астане, возможно состоится подписание Конвенции по правовому статусу моря, также ожидается очередное обсуждение плана создания Организации каспийского экономического сотрудничества и региональной системы безопасности «Касфор».

Из всего вышесказанного следует, что Россия и Иран обладают большим потенциалом двустороннего сотрудничества, который на сегодняшний день реализован далеко не в полной мере.

Среди крупных проектов двустороннего сотрудничества можно отметить планы ОАО «Силовые машины» по реконструкции ТЭС «Рамин», поставки в Иран оборудования Объединенной двигателестроительной корпорации для перекачки газа с месторождения «Южный Парс», насосного оборудования ОАО «Группа ГМС», возведение ООО «Стройновация» подземных газохранилищ и объектов транспортировки газа. Рассматриваются проекты строительства транспортных коридоров через Азербайджан и Армению в Иран.

Учитывая все позитивное, что было отмечено выше, необходимо отметить ряд проблем. Основной вопрос развития двусторонних российско-иранских отношений заключается в степени и уровне сближения стран. Главное препятствие – отсутствие налаженного

сотрудничества между банковскими системами, вследствие чего, многие важные соглашения не действуют.

Еще одна проблема – «информационный голод». В настоящее время бизнес-сообщества обеих стран (здесь речь идет, прежде всего, о малом и среднем частном бизнесе) недостаточно информированы о взаимных возможностях и о существующем потенциале. Иногда такая информация противоречива и даже недостоверна. Кроме того, большинство политических, культурных, экономических и торговых институтов в Иране сталкиваются с проблемой дефицита специалистов, владеющих русским языком и хорошо знакомых с российскими реалиями. Помимо этого, Россия видит в Иране потенциального конкурента в области поставок энергоносителей (например, интересы стран совпадают в поставках углеводородов на рынки ЕС, Китая, Индии и стран АТР), но тот факт, что странам выгоднее сотрудничать всё же не вызывает сомнения. Видится возможным создания газового альянса, участие в котором помогло бы усилить влияние обеих стран в мире и превратить газовый фактор из источника соперничества и трений в основу для сотрудничества на региональном и международном уровнях.<sup>25</sup>

Несмотря на все названные трудности, перспективы российско-иранских отношений можно оценить как весьма благоприятные. В условиях, когда экономики обеих стран взаимно дополняют друг друга, создается хорошая основа для укрепления связей между ними. Налицо все предпосылки для активизации торгового обмена между Ираном и Россией, роста взаимных инвестиций, развития сотрудничества в сфере транспорта и энергетики.

Вместе с тем, выстраивая парадигму отношений с Ираном, необходимо помнить, что Тегеран, как правило, действует прагматично. Позиция иранского руководства в отношении России может меняться в том случае, если со стороны Запада последуют более привлекательные предложения в политической или экономической области.

### **Список использованных литературных источников**

1. Белобров Ю.Я. Современные российско-иранские отношения: вызовы и возможности: рабочая тетр. М.: Спецкнига, 2014.С.72.
2. Е.В. Дунаевой, В.И. Сажина. Российско-иранские отношения. Проблемы и перспективы. М.: ИВ РАН, 2015.С.260.
3. Российское Информационное Агентство. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.iran.ru>
4. Торговый оборот между Россией и Ираном. [Электронный ресурс].

---

<sup>25</sup> Белобров Ю.Я. Современные российско-иранские отношения: вызовы и возможности: рабочая тетр. М.: Спецкнига, 2014.С.72.

- Режим доступа: <http://www.rusexporter.ru/research/country/detail/2552/>
5. Прогноз добычи нефти и газа в Иране, при отмене санкций. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eriras.ru>
  6. Российско-Иранские отношения. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://inotex.negusexpo.ru/relationship/>
  7. Зарубежнефть подписала меморандум по месторождению Шангуле в Иране. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.interfax.ru/business/478900>
  8. Россия и Иран согласовывают дату начала работ по проекту "Бушер-2" [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ru.euronews.com/newswires/3154434-newswire/>
  9. BP Statistical Review of World Energy 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com>
  10. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ir.html>
  11. <http://www.iea.org>

## СОДЕРЖАНИЕ

### *Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа*

#### ***Гайворонская Т.А.***

Оценка перспектив нефтегазоносности чокракских отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба и предложения по освоению ресурсов углеводородного сырья (Assessment of oil and gas content prospects in chokrak deposits of the West Kuban basin's northern board and the resources development offers of hydrocarbonic raw materials).....3

#### ***Галимханов А.Р.***

Совершенствование конструкции скважины с учетом 1D геомеханической модели на юрские отложения месторождения Ямало—Ненецкого автономного округа (ЯНАО) (Improvement of well design based on 1d geomechanical model of jurassic deposits of the Yamal—Nenets autonomous district (YNAO) field).....7

#### ***Лазуткин Д.М.***

Эффективность методов ГИС-контроль при бурении контрольно-поверочных скважин в Тверской области (efficiency of GIS-control while drilling testing wells in Tver region).....18

#### ***Маракова И. А.***

Формирование Коротаихинской впадины в пермское время в связи с прогнозированием развития дельтовых отложений (Formation of Korotaihinskaya trough in the permian in connection with forecasting the development of deltaic deposits).....25

### *Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин*

#### ***Абраева Т.И.***

Анализ влияния газового фактора на выработку запасов на месторождении имени Ю. Корчагина (Analysis of the influence of the gas factor on the development of reserves at the Korchagin field).....34

#### ***Анисимова А.В.***

Особенности реологических характеристик магниезиальных тампонажных растворов (Specifics of rheological characteristics of magnesia oil-well cement slurries).....42

#### ***Аракелян Л.П.***

Прогнозный расчет темпа падения давления при отборе газа из Мурманского газового месторождения (МГМ) (Calculations of predicted pressure drop during gas extraction from Murmansk gas field (MGF)).....53



**Аюпов Д.А.**

Зависимость эффективности разработки залежи нефти с высоким газовым фактором от времени ввода системы ППД (Dependence of efficiency of development of oil pool with high gas factor of time entry reservoir pressure maintenance system).....61

**Балашова А.В.**

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии с применением технологии ограничения водопритока (Improvement of the effectiveness of development mature oil fields using water control technology).....70

**Батурин Н.И.**

О результативности применения боковых стволов и разработка рекомендаций по их дальнейшему применению в условиях березовской площади Ромашкинского месторождения (On the effective application of sidetracking and develop recommendations for their further application in berezovskaya area Romashkinskoye field).....78

**Баскакова А.А.**

Совершенствование разработки объекта А месторождения Х с применением технологии полимерного заводнения (Enhanced development of object А on field Х with polymer flooding technology).....87

**Ван Аньлунь**

Течение газа в матрице сланцев (Gas flow in shale matrix).....93

**Купавых К.С., Петров А.А., Подпоркин В.В.**

Комплексная технология интенсификации притока при освоении и ремонте скважин (Complex technology of intensifying the inflow in the development and repair of wells).....104

**Кучин В. Н.**

Обоснование применения газожидкостной блокирующей жидкости для проведения ремонтных работ (Rationale for the use of gasliquid locking fluid for repairs).....114

**Маргарян Л.Р.**

Моделирование трещиноватых коллекторов (Fractured reservoirs modeling).....120

**Пелюшок Л.В.**

Моделирование гравитационного распределения компонентов и расчет забойной температуры в пласте при разработке Мурманского газового месторождения (Modeling the gravitational distribution of components and calculation of downhole temperature in the reservoir during the development of the Murmansk gas field).....130

**Селезнев Д.С.**

Plastic mark 10 – материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня (Plastic mark 10: material with improved elastic properties of cement stone).....140

**Юсупов А.Д.**

Особенности эксплуатации устьевого оборудования при разработке ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Feature of well head equipment operation during achimov deposits development of Urengoy oil, gas and condensate field).....147

### ***Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта***

**Бадратдинов М.В.**

Современные технологии берегоукрепления нефтетранспортной инфраструктуры западной части арктического шельфа России (Analysis of new technologies to strengthen shore oil transport infrastructure of the western part of the arctic shelf of Russia).....156

**Бездетко А.Г.**

Математическое моделирование аварийных ситуаций на магистральных газопроводах (Mathematical simulation of emergency situations at gas-main pipelines).....163

**Гилязиев М.Г.**

Оценка взаимного влияния рабочих параметров элементов газотранспортной системы путем численного моделирования их совместной работы (Assessment of mutual influence of operating parameters of components gas transportation system by numerical simulation of their collaboration).....174

**Закирзаков А.Г., Петряков В.А.**

Обоснование применения газотурбинного привода насосов магистральных нефтепроводов (Justification of using gas turbine drive for oil pipelines pump).....178

**Каримова Г.И.**

Определение необходимых для транспорта физических свойств нефти и ее смесей (Determination of oil and compound physical properties required for transportation).....186

**Кислицин Н.С., Локтев В.В.**

Методы очистки купольных крыш резервуаров от снежного покрова (Cleaning methods for snow cover of oil tank dome roofs).....194

**Марянин Д.В.**

Вопросы коррозионного мониторинга морских трубопроводов (The questions corrosion monitoring of offshore pipelines).....205

**Мюльбаер А. А.**

Определение степени опасности разрушения магистральных трубопроводов переменным током (Determination the danger degree of destruction of main pipelines by alternating current).....215

**Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С.**

Качественная оценка величины разбаланса природного газа (Qualitative assessment of the magnitude of the imbalance of natural gas).....225

**Старшая В.В., Коптева А.В.**

Радиоизотопная система измерения параметров нефтяных потоков и мониторинга АСПО (Radioisotope measurement system of quantity and quality oil flow and monitoring paraffin deposits).....232

**Инженерная и прикладная механика в нефтегазовом комплексе**

**Арсентьева А.С.**

Термодинамическое моделирование фазовых составов композиций сталей, устойчивых к сероводородной коррозии (Thermodynamic modeling of phase the composition steel resistant to hydrogen sulfide corrosion).....239

**Юшин Е. С., Кузнецов В. В.**

Коррозионно-усталостная прочность сталей насосно-компрессорных труб в пластовых средах (Corrosion fatigue strength of the steel tubing in the formation fluid).....247

**Химическая технология и экология**

**Арутюнов А.В.**

Моделирование нестационарных режимов при парциальном окислении метана (Modeling of non-stationary modes of partial oxidation of methane).....253

**Балобаева Н.Н., Орехов В.В., Выжсанов А.В.**

Совершенствование процесса первичной перегонки нефти с целью увеличения выхода бензиновой фракции с высокими антидетонационными свойствами с использованием металлов в наноструктурированной форме (Process improvement primary oil distillation to increase the yield of gasoline fraction of high antiknock characteristics, with the use of metals in nanostructured form).....259

**Калапов И.А.**

Новый материал для дорожного строительства – серополимерно-битумное вяжущее (New material for road construction - sulfurpolymer-bitumen binders).....266

**Кондратенко А.Д.**

Оценка эффективности пиролиза синтетической бензиновой фракции (Evaluation of steam cracking of gtl-naphtha).....270

**Луконин Р.Е., Бойцова А.А.**

Физико-химические свойства тяжелой нефти Усинского месторождения (Physico-chemical properties of heavy oil from Usinsky field).....277

**Лукьянова Н.С, Маркелова Н.Л.**

Органические вяжущие с применением отходов нефтепереработки (Organic binder with the use of waste refining).....286

**Нечаев Д. А.**

Применение функциональной модели при конструировании универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов (Functional model application in construction of oil spill response device).....290

**Николаев Е.В.**

Исследование закономерностей развития процесса сепарации в углеводородных средах (Research of regularities from separation process evolution in hydrocarbonaceous media).....297

**Автоматизация и вычислительная техника в нефтегазовой отрасли**

**Быков А.Е., Войтюк И.Н.**

Бесконтактный метод измерения покомпонентного состава нефтегазоводяной смеси в трубопроводе (Contactless method of measuring component of gas-oil-water mix in pipeline).....302

**Зебзеев А.Г.**

Разработка адаптивных алгоритмов для управления загруженностью сети связи в системах телемеханики нефтегазодобычи (Adaptive algorithms development for control of network load in oil and gas remote control systems).....308

**Львова М.Л.**

Численное моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины методом Монте-Карло (Numerical simulation of acidizing well bottom zone by Monte-Carlo method).....317

**Теплых Р.О.**

Классификация геологических объектов методами нечеткой логики и нейронных сетей (Classification of geological objects by fuzzy logic and neural networks).....325

## *Энергетика и энергосбережение*

### ***Зимин Р.Ю.***

Энергоэффективный гибридный электротехнический комплекс на базе активных и пассивных фильтров.....331

### ***Копырин В.А.***

Индивидуальная компенсация реактивной мощности погружного асинхронного электродвигателя (Individual compensation of reactive power of asynchronous submersible motor).....336

### ***Назарова Ю.А., Шульгина А.С.***

Социально-экономические эффекты развития возобновляемых источников энергии в России (Social and economic effects of renewable energy development in Russia).....343

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

### ***Архипова А.О.***

Влияние нефтяных цен на финансовое состояние нефтегазовых компаний России на примере ПАО «ЛУКОЙЛ» (The influence of oil prices on financial positions of Russian oil and gas companies on the example of LUKOIL PJSC).....351

### ***Бочкарёва Г.С.***

Экономический анализ влияния мероприятий по работе с нерентабельными скважинами на эффективность эксплуатации добывающих скважин (The economic analysis of influences of activities on working with unprofitable wells on the efficient operating of producing wells).....362

### ***Валянова Е.К.***

Совершенствование механизма управления деятельностью предприятия трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов (Improving the mechanism of management activities enterprise pipeline transportation of oil and oil products).....366

### ***Волков А.А.***

Состояние инноваций в отечественных нефтегазовых компаниях (State of innovations in domestic oil and gas companies).....376

### ***Гарипова А.Р.***

К вопросу о методах оценки рисков в проектах нефтегазовой отрасли (The question of methods of risk assessment in projects oil and gas industry).....383

### ***Дорошин Д. В.***

Банк качества нефти – механизм по улучшению характеристик экспортных поставок (The bank of oil quality - a mechanism to improve the performance of exports).....391

**Дудник О.Д.**

Учет экологического фактора при оценке проектов (Environmental accounting in project evaluation).....396

**Осипова Е.Д.**

Развитие малотоннажной индустрии СПГ с акцентом на инфраструктуру в Европе (Development of SSLNG industry with a focus on infrastructure in Europe).....402

**Шакрыл Д.Д.**

Ключевые показатели эффективности отдела по организации закупок (Key performance indicators for a procurement department).....412

**Щербатюк Я.В.**

Создание методики определения готовности персонала к работе на опасных производственных объектах на основе оценки влияния функционального состояния на надежность системы «человек-машина».....416

### ***Правовое обеспечение развития нефтегазовой промышленности***

**Саюнов В.В.**

Являются ли разведочные скважины объектами капитального строительства? (Are exploration wells capital facilities?).....425

### ***Международный энергетический бизнес***

**Кудашова О.А.**

Перспективы Российско-Иранского сотрудничества в энергетической сфере (The prospects of Russian-Iranian energy relations).....431

*СБОРНИК ТРУДОВ*

**ответственный редактор  
МАРТЫНОВ Виктор Георгиевич**

**ЮБИЛЕЙНАЯ 70-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ – 2016»**

Подписано в печать 08.04.2016. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Усл. п. л. 27,8. Тираж 100 экз. Заказ № 148

ISBN 978-5-91961-177-6



Издательский центр  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина  
119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65  
тел./факс: (499) 507 82 12







ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



**НЕДРА**

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ  
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

**Коммерсантъ**

**Газовая  
промышленность**

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

**ТЕРРИТОРИЯ  
НЕФТЕГАЗ**



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994 ГОДА  
**НЕФТЬ  
КАПИТАЛ**



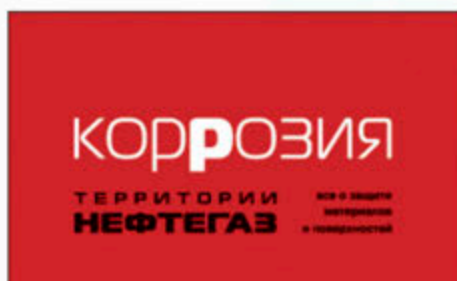
**oilGas.com**.com

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ**  
межотраслевой научно-технический журнал

ОФИЦИАЛЬНЫЕ  
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



**Offshore** [Russia]



[www.lawtek.ru](http://www.lawtek.ru)  
**Право** ТЭЖ  
**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**



**Coiled/tubing**  
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА  
ВРЕМЯ ГРП *limes*

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ СПОНСОР

**Schlumberger**

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР

СПОНСОР "КОНКУРСА НА ЛУЧШЕЕ СНО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ"



**Транснефть**

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР

СПОНСОР "ВСТРЕЧИ БЕЗ ГАЛСТУКОВ"



СПОНСОРЫ

**HALLIBURTON**



**TATNEFT**

