

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.276:665.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меньшиков Андрей Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Меньшикову Андрею Вячеславовичу

Тема работы:

Оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ физико-химических свойств нефти. Реологические свойства нефти в граничных слоях. Явления смачивания в пластовых системах. Подходы к экспериментальному изучению свойств пластовых флюидов. Принципы изменения свойств пластовых флюидов в ходе разработки. Анализ влияния свойств нефти на разработку месторождений.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Обобщение теоретических и промысловых данных изменения свойств пластовых систем в процессе эксплуатации (разработки) нефтяных месторождений	
Современный подход к применению технологий, влияющих на изменение свойств пластовых флюидов в процессе добычи нефти	
Факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.04.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меньшиков Андрей Вячеславович		02.04.2021

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**АСВ** – асфальтеносмолистые вещества;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ВУС** – вязкоупругие составы;

**ГДС** – гель-дисперсные составы;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ГОС** – гелеобразующие составы;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**ДЭС** – двойной электрический слой;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ККМ** – критическая концентрация мицеллообразования;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ПДС** – полимер-дисперсные составы;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ПЦО** – пароциклическая обработка;

**РИГИС** – результаты интерпретации геофизических исследований;

**СУ** – стандартные условия;

**ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважины;

**УВ** – углеводороды;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, в том числе 18 рисунков, 9 таблиц. Список литературы включает 42 источника. Работа содержит одно приложение.

Ключевые слова: изменения свойств пластовых флюидов, свойства нефти, преобразование нефти при разработке, изучение свойств пластовых флюидов.

Объектом исследования являются свойства пластовых флюидов.

Цель исследования – оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений.

В процессе исследования были рассмотрены свойства нефти, принципы их изменения при влиянии различных факторов, которые могут проявлять себя в ходе разработке месторождений, а также совокупность капиллярных и поверхностных явлений, приводящих к изменению подвижности флюидов в пласте, так или иначе связанных с изменением свойств самой нефти. Проведен анализ методологий и технологий исследования свойств флюидов, применяемых на сегодняшний день. Проведен комплексный анализ влияния свойств нефти на разработку месторождений, сгруппированы применяемые технологии, которые определяют происходящие процессы преобразования.

В результате исследования выявлена необходимость к широкому подходу при изучении свойств пластовых флюидов и преобразований нефти при разработке для наибольшего нефтеизвлечения и предотвращения осложнений в ходе добычи.

Область применения: проектирование разработки и мероприятий по увеличению нефтеотдачи и притока.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет учета закономерностей изменения свойств при проектировании технологических мероприятий и предотвращения осложнений.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБОБЩЕНИЕ ТЕОРИТИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ (РАЗРАБОТКИ) НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	10
1.1 Анализ свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе разработки месторождения .....	12
1.2 Смачивание нефтью частиц горных пород .....	23
1.3 Анализ реологических свойств нефти .....	31
1.4 Обзор современных подходов к экспериментальному изучению пластовых флюидов .....	35
2 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	40
2.1 Влияния методов разработки нефтяных месторождений на изменения свойств пластовых флюидов.....	41
2.1.1 Применение метода заводнения нефтяных пластов.....	41
2.1.2 Применение тепловых и газовых методов .....	43
2.2 Методы увеличения нефтеотдачи с применением ПАВ и полимеров .....	48
2.3 Осложнения при применении кислотных обработок скважин .....	59
3 ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.....	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
4.1 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок.....	67
4.2 Расчёт чистой прибыли предприятия.....	68
Заключение к разделу .....	69

5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
5.2	Производственная безопасность .....	73
5.3	Экологическая безопасность.....	79
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
	Заключение к разделу .....	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	83
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	88



## ВВЕДЕНИЕ

Физико-химические свойства нефти напрямую влияют на принятие проектных и технологических решений в процессе проектирования разработки, добычи и транспортировки нефтяных углеводородов и продуктов их переработки, а также определяют количество геологических и извлекаемых запасов. Свойства нефти во время разработки неизбежно меняются вследствие физико-химического воздействия на залежь и зачастую бывает, что нефть, добываемая на последней стадии разработки кардинально отличается от нефти, добываемой в начале эксплуатации месторождения, что отражается и на свойствах остаточных запасов. Поэтому методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока в начале разработки и на завершающей ее стадии могут отличаться за счет происходящих капиллярных и поверхностных явлений, что определяется как минеральным составом скелета породы на контакте с флюидом, так и свойствами самой нефти. Учет, уточнение и предсказание изменений свойств необходимы при принятии решений, касаемых разработки месторождений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений.

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

1. Проанализировать свойства нефти, их изменение по площади и разрезу, а также во время разработки месторождения;
2. Определить влияние капиллярных и поверхностных явлений на вытеснение и реологические свойства нефти;
3. Проанализировать современные подходы к экспериментальному изучению свойств пластовых флюидов;
4. Определить влияние изменения свойств нефти на добычу и применяемые при этом технологические решения;
5. Определить влияние применяемых технологических решений в ходе разработки на изменения свойств пластовых флюидов и добычу нефти.

# 1 ОБОБЩЕНИЕ ТЕОРИТИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ (РАЗРАБОТКИ) НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В ходе разработки месторождений, и, в частности, при интенсификации добычи опираются на данные, полученные при изучении закономерностей естественного движения нефти в пласте. Одними из ключевых факторов, которые определяют закономерности движения нефти, являются свойства добываемого флюида. Таким образом принятие каких-либо решений определяется этими свойствами. Говоря о движении флюида в пластовой системе, способность пласта отдавать флюид определяется и молекулярно-поверхностными явлениями на границе раздела фаз. Такое часто имеет место на последних стадиях разработки, когда вследствие выпадения твердых веществ возрастает площадь контакта твердой фазы с жидкой, а также повышается обводненность добываемой продукции и повышается площадь контакта вода-нефть.

Выделяют несколько критериев, определяющих движению нефти к добывающим скважинам:

1. Капиллярные явления на границе порода-флюид;
2. Образование адсорбционных слоев и пленок нефти;
3. Реологические свойства нефти в граничных слоях.

Изучение осложняется тем, что пластовая система представляет сложную многокомпонентную структуру, состоящую из породообразующих минералов, нефти, воды и, растворенных в них, солей и газов.

Вытеснение нефти из пласта сопровождается изменением межмолекулярных взаимодействий, прямым следствием которых являются процессы структурообразования и неньютоновское поведение нефти. Добыча нефти характеризуется фазовыми переходами при различных воздействиях нее, что изменяет свойства как остаточной нефти (остаточная нефтенасыщенность), так и добываемой (текущий КИН).

Проблема осложнений при нефтегазодобыче и повышения степени извлечения нефти из продуктивных пластов требует детального изучения всех факторов, влияющих на добычу. Среди них химический состав и свойства пластовых флюидов, изменяющиеся в пределах одного месторождения в процессе эксплуатации как по площади, так и по разрезу.

Таким образом в условиях трехфазной границы раздела закономерности движения нефти и воды в пласте и их взаимное вытеснение в значительной мере определяются капиллярными и молекулярно-поверхностными явлениями, а также физико-химическими свойствами пластовых флюидов, что в совокупности определяет коэффициент нефтеотдачи, а изменения свойств флюидов напрямую влияют на него. Зачастую происходит так, что при анализе разработки уточнение параметров не производится, так как физико-химические свойства и состав пластовых жидкостей и газов определяются при подсчете запасов и составлении первоначальных проектных документов, хотя в руководящем документе [1] говорится о необходимости уточнения физических свойств нефти, термобарического состояния пластов при выполнении анализа разработки месторождений, нефти которых считаются аномальными (высокая вязкость, высокое содержание асфальтенов и смол).

Вопрос изменения свойств нефти как по периметру залежи, так и по мере её эксплуатации стоит достаточно давно. Впервые на изменения свойств нефти на ряде месторождений указывал М.В. Абрамович еще в 1939 году. Изменение плотности и вязкости нефти были объяснены окислительными процессами, происходящими в краевой части залежи вблизи ВНК. Также увеличение плотности и вязкости нефти от центра залежи к периферии заметил Г.Д. Гальперн в 1943 году. Предполагалось, что такие изменения могут быть вызваны действием на нефть пластовых вод, которые окисляют компоненты нефти или растворяют легкие или по причине дифференциации нефти при больших высотах. Самые ранние исследования нефти по большей части затрагивали измерение только двух параметров – плотности и вязкости. Это объясняется

относительной простотой их измерения и как следствие распространенностью этих видов исследования на месторождении.

Также ухудшение свойств нефти в пределах залежи (повышение вязкости, плотности, увеличение содержания смол и других веществ, снижающих качество нефти, снижение выхода фракций до 300 °С) наблюдается как во многих зарубежных месторождениях (в США, Мексике, Ближнем и Среднем востоке и др.), так и в большинстве месторождений стран СНГ (в Азербайджане, Средней Азии, Урало-Поволжье, на Украине и др.).

Впервые изменение свойств нефти под влиянием нагнетаемой воды было обнаружено Н.Д. Шустефом и А.Н. Ивановой 1956 году на Туймазинском месторождении по скв. 1039. После это явление изучалось И.Н. Шустефом и В.А. Томашиным в 1970 г. На Ярино-Каменноложском месторождении. Проводилось изучение проб дегазированной нефти, которое показало значительное изменение параметров во времени. Плотность нефти на одной из скважин возросла с 814 до 830 кг/м<sup>3</sup>. При этом температура кипения выросла с 44 до 60 °С, вдвое увеличилось содержание смол.

### **1.1 Анализ свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе разработки месторождения**

Как известно, нефть представляет собой дисперсную коллоидную систему со сложной молекулярной организацией и огромным разнообразием различных видов надмолекулярных структур. Основными параметрами, характеризующими нефть в пластовых условиях, являются плотность, вязкость, состав, давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент и сжимаемость. Часто происходит так, что при отборе флюидов с поверхности репрезентативность проб является низкой, это происходит по большей мере за счет несоответствия устьевого газа реальному, особенно на поздней стадии разработки, поэтому для определения ряда параметров (плотность, давление насыщения, сжимаемость газонасыщенной нефти, вязкость и т.д.) лучше использовать глубинные пробы. Вопрос результативности рекомбинированных

устьевых проб на поздней стадии разработки затрагивался еще в 2001 году и актуален настоящее время [2,3].

Нефть состоит преимущественно из углеводородных соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. В состав нефти входят также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот, т.е. нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафины и др. Хотя их содержание в нефти невелико, они существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения нефти при разработке месторождений. Изменение состава нефти одна из главных причин изменения ее свойств.

Стоит разделять нефть добываемую и транспортируемую товарную. После подъема на поверхность нефть проходит через систему подготовки, где из нее удаляется вода, при необходимости соли и далее стабилизируется, то есть доводится до состояния, допускающего транспортировку по магистральному трубопроводу и соответствующего свойствам товарной нефти, которые регламентируются соответствующим документом [4]. Согласно этому документу (ГОСТ Р 51858-2002) нефть подразделяется на классы, типы и группы в зависимости от плотности, содержания серы, воды, мех. примесей и т.д. Подробная классификация нефти в соответствии с документом приведена в Приложении А. Стоит отметить, изменение свойств добываемой нефти влияют на условия ее подготовки и транспортировки.

Факторы, влияющие на свойства нефти в залежах, условно можно разделить на внешние и внутренние. Внешние характеризуют процессы, оказывающие воздействие на нефть до её скопления в залежи; внутренние – после образования залежи (таблица 1) [5].

Также не стоит ожидать существенного изменения свойств за счет диффузии и фильтрации углеводородов через толщу покрышки, по причине малой проницаемости и низкой скорости диффузии из залежи, таким образом с допустимой малой погрешностью будем считать систему залежи изолированной.

Таблица 1 – Классификация факторов, определяющих свойства нефти в залежи

Внешние	Внутренние
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Состав исходного материала</li> <li>– Характер миграции и особенности нефтематеринской породы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Сила тяжести</li> <li>– Температура и давление</li> <li>– Обмен компонентами между водой и нефтью вблизи ВНК</li> <li>– Окислительные процессы вблизи ВНК</li> </ul>

Рассмотрим определяющие физические свойства пластовой нефти. Первым параметром будет газосодержание, которое во многом определяет отличие нефти из различных месторождений. Газосодержание характеризует объем газа в стандартных условиях, находящийся в единичном объеме пластовой нефти:

$$R_s = \frac{V_{г.су}}{V_{н.пл.}} \quad (1)$$

Выражается величина в  $\text{м}^3/\text{м}^3$  и может достигать значение в несколько сотен в случае летучей нефти. В зависимости от соотношения максимального количества газа, растворенного в нефти, и газосодержания нефть может быть либо недонасыщена газом, либо насыщена. В случае если давление превышает значение давления насыщения нефти газом нефть считается недонасыщенной, или наоборот насыщенной газом (рисунок 1).

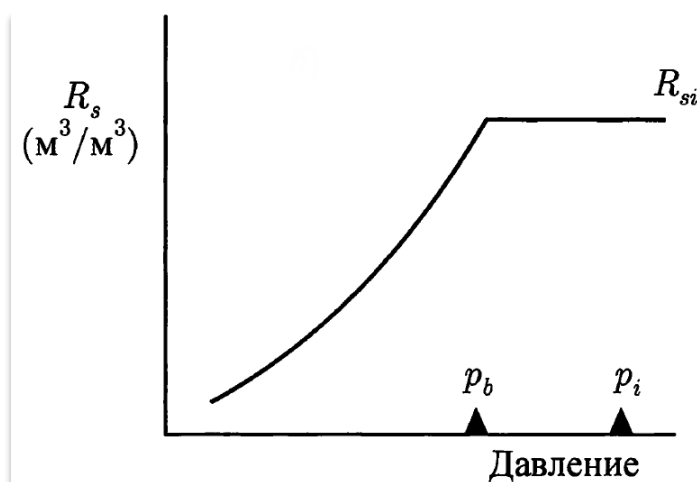


Рисунок 1 – График зависимости газосодержания от давления;  $p_b$  – давление насыщения нефти газом,  $R_{si}$  – максимальное значение газосодержания

Лабораторное определение газосодержания в совокупности с давлением насыщения различными методами разгазирования очень важная задача,

результаты которой определяют режим эксплуатации залежи. Если залежь имеет газовую шапку, то дальнейшее снижение давления неминуемо приведет к уменьшению значения параметра так как на ГНК значение давления нефти уже равно давлению насыщения. В ходе эксплуатации залежи с использованием заводнения из недонасыщенной нефти может происходить унос легких компонентов (особенно на поздней стадии разработки) в результате чего истинное газосодержание нефти может претерпевать изменения в меньшую сторону. В результате влияния данных факторов нефть теряет мобильность, увеличивается вязкость и плотность.

В случае если необходимо предсказать изменение свойства нефти или рассчитать в зависимости от значения других параметров, составление аналитического выражения, точно отражающего все физико-химические закономерности, практически невозможно. Сталкиваясь с такой проблемой, пользуются эмпирическими корреляционными зависимостями, которые хоть и дают некоторые ошибки в расчете, но все же могут с определенной точностью предсказать изменение одного параметра в зависимости от другого.

Для расчета газосодержания получены корреляционные зависимости, неизвестными переменными в которых выступают свойства, получаемые в лаборатории при исследовании образцов или при изучении продуктивного горизонта [6]. В общем случае газосодержание является функцией четырех параметров:

$$R_s = f(P_b, \gamma_g, \gamma_o, T), \quad (2)$$

где  $T$  – температура нефти в пластовых условиях,  $\gamma_g$  и  $\gamma_o$  – относительные плотности газа по воздуху и нефти по воде соответственно (для СУ).

Далее перейдем к рассмотрению давления насыщения. Оно представляет собой максимальное давление, при котором наблюдается выделение газа из нефти. На рисунке 2 изображена двухфазная диаграмма в координатах давление-температура. Синяя кривая соответствует переходу в двухфазную область, а точкой А обозначены пластовые условия до начала разработки. При снижении давления видим, что всегда возможно пересечение двухфазной кривой (или

переход в двухфазную область), и как следствие понижение давления ниже давления насыщения, в результате чего точка будет лежать уже в двухфазной области и при добыче в пласте будут присутствовать уже две фазы, что является серьезным осложняющим фактором при разработке так как при достижении критической газонасыщенности в пласте происходит прорыв газа к добывающим скважинам, значит необходимо поддерживать давление в пласте чтобы не допускать такой возможности. В случае летучей нефти (точка лежит рядом с критической точкой) может наблюдаться резкое увеличение газосодержания при уже малом снижении пластового давления вследствие большой плотности кривых двухфазного равновесия и данный вопрос наиболее актуален при проектировании разработки. Если рассматривать корреляционные зависимости для давления насыщения от других параметров, как и в случае газосодержания, будем в общем случае иметь функцию, зависящую в общем случае от четырех параметров [6]:

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T). \quad (3)$$

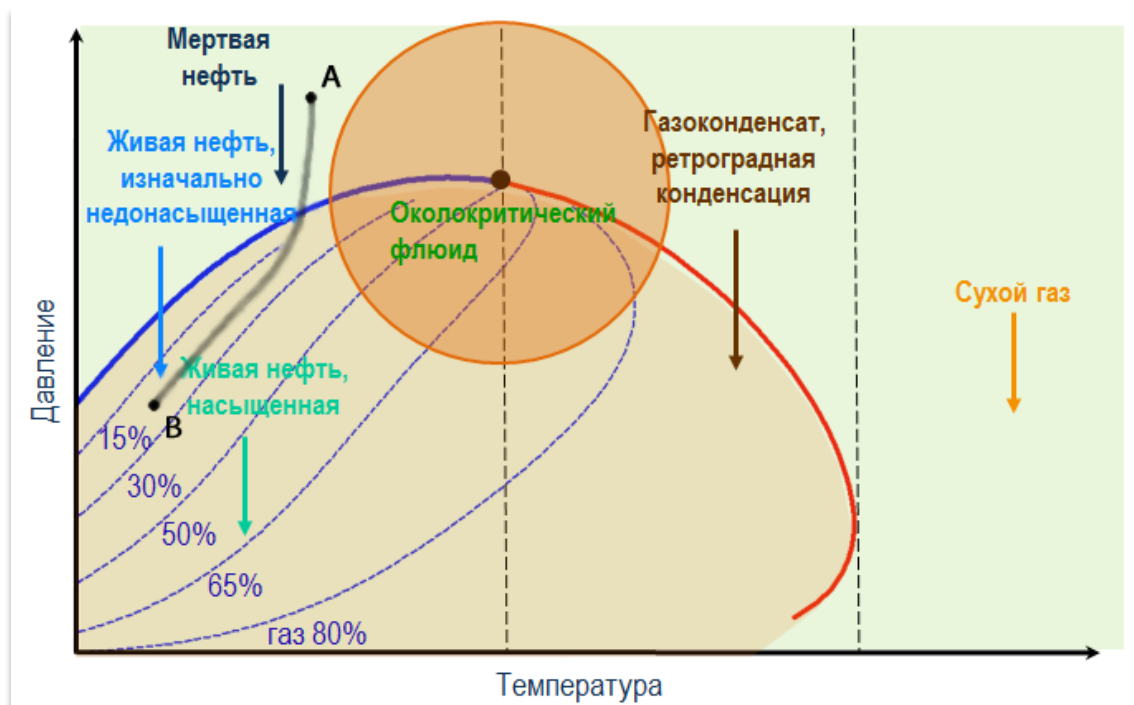


Рисунок 2 – Двухфазная диаграмма состояния для нефти

Следующим введем понятие объемного коэффициента, который тесно связан с понятием газосодержания. После дегазации нефти, которая



количественно характеризуется объемом выделяющегося из нее газа после приведения к стандартным условиям, происходит ее усадка, которая составляет от 1,2 до 1,8 раз или в случае легкой летучей нефти может достигать двух и более раз [7]. Таким образом можно сделать вывод, чем больше газа содержится в нефти, тем большие значения будет принимать объемный коэффициент. Параметр используется при подсчете запасов, анализе и проектировании разработки и выражается в  $\text{м}^3/\text{м}^3$  и определяется в комплексе лабораторных экспериментов по разгазированию. Формула для расчета выглядит следующим образом:

$$B_o = \frac{V_{\text{н.пл.}}}{V_{\text{н.су}}}, \quad (4)$$

где  $V_{\text{н.пл.}}$  – объем нефти в пласте, а  $V_{\text{н.су}}$  – объем нефти в СУ.

Для нефти при изменении давления характерно следующее изменение параметра (рисунок 3), при снижении давления от значений выше давления насыщения происходит небольшое увеличение объемного коэффициента за счет сжимаемости самой нефти при изменении давления и при переходе через давление насыщения наблюдаем резкое уменьшение вследствие меньшего содержания газа. Корреляционную зависимость точно определяется в виде функции от четырех параметров [6]:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T). \quad (5)$$

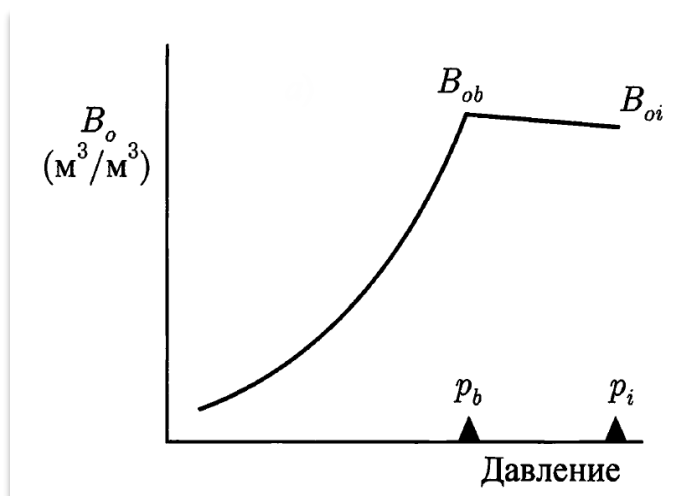


Рисунок 3 – График зависимости объемного коэффициента от давления;

$B_{ob}$  – максимальное значение объемного коэффициента

Следующим рассматриваемым свойством будет сжимаемость нефти. Как и любая жидкость нефть изменяет свой объем при изменении давления. Параметром, характеризующим относительное изменение объема при изменении давления на единицу, называется сжимаемость. Принимается, что величина не зависит от давления и выражается в 1/Па. Сжимаемость может быть рассчитана следующим образом:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}. \quad (6)$$

При давлении выше давления насыщения сжимаемость удобно выражается через объемный коэффициент по формуле аналогично объему (заменив объем в формуле (6) на  $B_o$ ), однако при понижении давления ниже давления насыщения до момента, когда газ отделяется в виде отдельной фазы, на сжимаемость влияют также и окклюдированные пузырьки газа. В данном случае вводится поправка на сжимаемость новой фазы:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p}, \quad (7)$$

где  $B_g$  – объемный коэффициент газа, по физическому смыслу полностью аналогичен объемному коэффициенту нефти.

Сжимаемость для разных типов нефти обычно принимает значения от 1 до  $5 \cdot 10^{-3}$  1/Па, притом с увеличением газосодержания наблюдается закономерный рост сжимаемости. Главным образом сжимаемости проявляются непосредственно при разработке в динамических системах при снижении давления и используются при моделировании движения флюидов в пластовых условиях. При корреляции в общем виде зависит от тех же параметров, что и объемный коэффициент.

Перейдем к плотности пластовой нефти. Плотность во многом зависит от состава, для легкой нефти она обычно меньше  $850 \text{ кг/м}^3$ , а для тяжелой выше данной величины. Как уже было сказано, при потере газа нефть становится менее мобильной и более тяжелой, уменьшается ее объемный коэффициент, растет плотность (рисунок 4). При разработке еще одним фактором изменения плотности некоторых других параметров (вязкость, газосодержание и т.д.) может

служить включение в разработку новых интервалов, насыщенных нефтью либо с уже измененными свойствами, либо из нового, не затронутого ранее интервала. Также на данный параметр влияют еще некоторые факторы, они будут рассмотрены позднее. При корреляции с другими величинами плотность нефти зависит также как и другие параметры от относительных плотностей нефти, газа и температуры, но также учитываются газосодержание, сжимаемость, объемный коэффициент и давление. Актуально проводить разграничение на две зоны, до и после давления насыщения. На первом участке плотность при изменении давления определяется в основном количеством растворенного газа, а на втором сжимаемостью [6].

Последним, и одним из самых важных параметров пластовой нефти является мера ее мобильности, то есть вязкость. Под вязкостью понимают сопротивление при перемещении одних частиц жидкости относительно других, которое при движении флюида определяет структуру потока при движении флюида. Измеряется в Па·с или во внесистемной величине – сантипуаз (сПз), который равен 0,001 Па·с. Может меняться в широких пределах от нескольких десятых в случае самой легкой нефти до тысяч Па·с. Вязкость и плотность тесно связаны, при выявлении корреляционных зависимостей чаще всего используют зависимости только от плотности, при этом четко прослеживается зависимость в интервалах давления до и после давления насыщения, когда изменение плотности вызывает закономерное изменение вязкости в ту же сторону (рисунок 4). Вязкость напрямую влияет на коэффициент извлечения нефти и эффективность разработки. При проектировании системы воздействия на пласт и методов нефтеотдачи опираются по большей части на вязкость и проницаемость пласта. Особенно важно отношение вязкости нефти к вязкости вытесняющего ее агента, данный параметр позволяет оценивать темпы обводнения и эффективность вытеснения нефти [7].

В самой простой модели жидкости вязкость постоянна и не зависит от скорости сдвига слоев жидкости друг относительно друга (ньютоновская жидкость), но для нефти такое соотношение выполняется не всегда. При

значительном содержании смол, асфальтенов и парафинов нефть начинает приобретать свойства неньютоновской жидкости, это обусловлено тем, что нефть представляет собой дисперсную систему в силу образующихся надмолекулярных структур. В случае изменения термобарических условий или влияния других физико-химических факторов надмолекулярные структуры склонны к ассоциации и выпадению, это меняет как вязкость нефти в граничных слоях, так и проницаемость породы, что может вызвать осложнения при добыче.

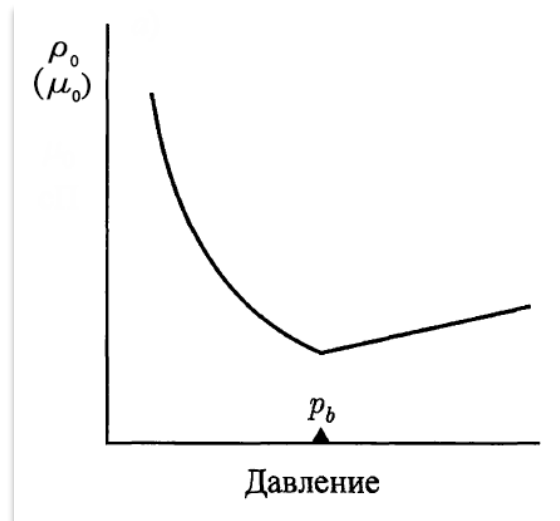


Рисунок 4 – График зависимости плотности (вязкости) от давления

В зависимости от вида природной энергии, в результате которой происходит движение нефти к добывающим скважинам, выделяют несколько режимов работы залежи. При водонапорном режиме, когда при отборе флюида из пласта происходит компенсация давления за счет напора краевых вод, продвигающихся по пласту, наблюдаем поднятие ВНК и постоянное превышение пластового давления над давлением насыщения. В данном случае не стоит ожидать резкого изменения свойств пластовой нефти за исключением случая вовлечения в разработку новых интервалов, однако при повышении обводненности добываемой продукции начнется постепенное ухудшение свойств, увеличение вязкости, плотности, особенно при прорывах воды сопровождающееся увеличением промыслового газового фактора, особенно на поздних стадиях разработки [8]. По более ранней теоретической базе газовый фактор принимается постоянным на всем протяжении разработки [7], что не

совсем верно в силу уноса легких компонентов из нефти в пласте. Аналогичная ситуация наблюдается при упруговодонапорном режиме работы залежи, где добыча происходит с высокими начальными пластовыми давлениями за счет упругих сил в случае расширения нефти воды и скелета породы при уменьшении давления. В случае газонапорного режима (энергия при расширении газовой шапки) или режима растворенного газа происходит неизбежное уменьшение газосодержания при снижении давления ниже точки насыщения, что влечет за собой снижение объемного коэффициента, увеличение плотности, вязкости, в результате чего нефть теряет мобильность. Как известно, при добыче не всегда происходит резкое преобладание одного вида энергии над другим, чаще наблюдается смешанные природные режимы залежи, когда вклад могут вносить несколько режимов одновременно, но для повышения эффективности разработки за счет введения систем ППД стараются держать давление в залежи как можно выше, если оно близко к давлению насыщения.

Публикации большого числа исследователей говорят о том, что свойства нефти меняются в пределах одного месторождения как по площади, так и по разрезу. Основные свойства нефти как вязкость, плотность, фракционный состав, давление насыщения, газовый фактор, содержание смол, асфальтенов, парафина и другие могут существенно меняться в пределах как одного месторождения, так и пласта. Увеличение плотности и вязкости от кровли к подошве пласта и от свода к периферии обычно связывают с изменением её состава за счет гравитационной дифференциации. Такие явления заключаются в следующем, гравитационные силы, действуя на нефть, вызывают расслоение таким образом, что под силами тяжести более тяжелые компоненты, например, смолы и асфальтены скапливаются в пониженных участках пласта, что и вызывает рост перечисленных параметров. Особенно резко изменяются свойства нефти в залежах с круто падающими пластами. В работах, посвященных данной тематике, нет общего мнения в этом вопросе, в одних случаях зависимости прослеживаются чётко, в других случаях они не выявлены [9], что говорит о необходимости уточнения свойств для каждого отдельного объекта разработки

и в случае больших различий имеет практический смысл их учитывать. Могут наблюдаться следующие общие закономерности изменения свойств, характерные для многих месторождений:

1. В залежах плотность нефти и содержание смол возрастают с глубиной;
2. Вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям;
3. Давление насыщения газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту;
4. Объемный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки;
5. В приконтурных частях залежи содержится меньше азота и легких углеводородов.

Во время добычи нефти из пласта происходит усиление или ослабление межмолекулярных взаимодействий. Впоследствии наблюдаются структурообразования и проявление нефтью неньютоновских свойств. При этом во время фильтрации характерной особенностью выступают переходы между фазами. С этим связаны изменение физико-механических свойств подвижной и остаточной нефти, степени структурирования и локальной вязкости отдельных компонентов [2,10].

Изменение состава пластовой нефти в процессе эксплуатации месторождений по мере истощения нефтеносного пласта вызвано несколькими причинами: снижением пластового давления и выделением из нее газа; гидродинамическим адсорбционным разделением нефти при ее движении по пласту и выходе в добывающую скважину; биодеградацией под действием пластовой микрофлоры; растворением компонентов в омывающей нефть воде и окислением внесенным в пласт с закачиваемой водой кислородом [11]. При изучении пластовой нефти значительное влияние уделяется параметрам, определяющим их фазовое состояние: пластовому давлению, давлению насыщения, газовому фактору. Значительно хуже изучено действие других причин, существенно влияющих на состав остающейся в пласте нефти.

Имеются многочисленные сведения об изменении состава и свойств извлекаемой нефти по мере разработки месторождений: у стабилизированной

нефти возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление может быть как следствием изменения распределения состава и свойств в залежи, так и следствием применения заводнения.

Таким образом можно сделать вывод, что свойства и состав пластового флюида в рамках одной залежи представляют собой определенную зависимость, количественно определяющуюся особенностями формирования и залегания залежи. При эксплуатации залежи посредством закачки различных веществ или при изменении термобарических условий, другими словами, при физико-химическом воздействии на залежь также происходит изменение как физико-химических свойств нефти, так и её состава. Также изменения свойств пластовых флюидов используются для прогнозирования результатов проведения технологических мероприятий по увеличению нефтеотдачи и уточнению механизма их действия с целью воздействия на не вовлеченные в разработку запасы нефти, отличающихся по свойствам от добываемой ранее нефти.

## **1.2 Смачивание нефтью частиц горных пород**

Другим важным аспектом, определяющим насыщение пластов, движение нефти к добывающим скважинам, а также в структуру и свойства остаточных запасов, является смачивание нефтью частиц горных пород.

Принципиально факторы, влияющие на структуру насыщения, можно разделить на три типа. Первыми будут выступать литологический состав слагающих пород и их ФЕС. В совокупности определяют первоначальную дифференциацию содержания нефти и воды в пределах пласта. Касаясь остаточных запасов фильтрационно-емкостных свойств, существуют корреляционные зависимости, которые связывают количественное содержание остаточной воды с логарифмами пористости и проницаемости пласта [12]. Вторым фактором может выступить неоднородность пласта (макро- и (или) микро-).

Последним и зачастую определяющим фактором насыщения, особенно в случае, если пласт однороден, является смачиваемость. Смачиваемость

характеризует физическое взаимодействие жидкости с твердым телом и другой жидкостью. Зависит данный параметр от типа поверхности минералов, слагающих породу, и определяется лабораторными методами. При исследованиях по ОСТ 39-180-85, основывающихся на центрифугировании насыщенного керосином образца, характеризуется параметром смачиваемости  $M$ . Согласно обозначению, ранжируется в пределах от 0 до 1 (таблица 2). Стоит отметить, что смачиваемость как свойство не является заранее predetermined минеральным составом величиной, а зависит от насыщаемого флюида и структурно-энергетических особенностей формирования залежи.

Хорошо известен тот факт, что минералы, слагающие продуктивный пласт, изначально гидрофильные и водонасыщенные, притом терригенные породы обладают заведомо большей гидрофильностью, чем карбонатные. В водной части пласта для терригенной породы  $M \sim 0,9$ ; для карбонатной  $M \sim 0,7$ .

Таблица 2 – Типы смачиваемости в зависимости от значения параметра  $M$

<b>Значение параметра смачиваемости <math>M</math></b>	<b>Тип смачиваемости</b>
0-0,2	Гидрофобный
0,2-0,4	Преимущественно гидрофобный
0,4-0,6	Промежуточный
0,6-0,8	Преимущественно гидрофильный
0,8-1	Гидрофильный

Либо в силу длительного контакта нефтенасыщенного флюида с породой, либо по мере продвижения к добывающим скважинам из нефти в силу различных факторов (нефть при разработке претерпевает изменение ее физико-химических свойств) могут адсорбироваться вещества, природа которых определяется природой самих минералов. Так, например, обычно аккумулирующие положительный заряд карбонаты будут способствовать адсорбции преимущественно кислотных компонентов, а аккумулирующие отрицательный заряд обломочные породы – щелочных. В ходе данных преобразований меняется смачиваемость поверхности либо в сторону гидрофобности, либо в сторону гидрофильности, появляются поверхности с так



называемой избирательной смачиваемостью, что влияет на характер распределения фаз и саму динамику процесса вытеснения нефти. С другой стороны, чтобы вещества смогли адсорбироваться с поверхности скелета, должен быть вытеснен тонкий слой воды, образующий ДЭС на контакте вода – скелет породы и вода – свободный флюид. В результате электростатических и ван-дер-ваальсовых взаимодействий результирующая сила может быть направлена как в сторону скелета породы, сужая слой воды, так и во внутреннюю сторону порового канала, наоборот, стремясь расширить пристеночный слой. Такое давление называют расклинивающим, и оно определяется составом как воды, так и нефти, и водородным показателем. Таким образом стоит опираться и на влияние свойств пластовой воды для изучения потенциального изменения смачиваемости.

В случае гидрофильных коллекторов, содержание нефти в которых обычно невелико и не падает, большая доля добываемой нефти приходится на период безводной эксплуатации залежи, в то время как для гидрофобных с обычно уменьшающейся, но высокой начальной долей нефти, основная часть нефти добывается после активной стадии заводнения. В случае гидрофильных коллекторов подвижная нефть вымывается из пласта по мере продвижения водного фронта, оставляя за собой только неподвижную, может реализоваться так называемый механизм поршневого вытеснения. При закачке объемов воды, соизмеримых с объемами порового пространства сразу наблюдается предельная обводненность (вытесняется до 90% всей нефти). Тогда как в гидрофобных фронт воды вымывает нефть только крупных пор, оставляя нефть в виде пленки в порах малого размера, она остается «приклеенной» к стенкам породы. Прямым следствием этого является неэффективность заводнения в такого вида коллекторах. При добыче объема нефти из гидрофобного коллектора нужно потратить больший объем воды, чем при добыче того же объема нефти из гидрофильного.

Адсорбированная нефть в составе и свойствах может кардинально отличаться от добываемой. Эти свойства определяются минеральным составом

контактирующего с флюидом скелета породы, свойствами и составом самих пластовых флюидов, содержанием воды, а также термобарическими условиями залегания.

Существуют исследования влияния различных факторов на смачиваемость в карбонатных и терригенных породах. Например, в результате комплексного анализа 4000 образцов керна 55 нефтяных месторождений Пермского края [13], можно наблюдать прямую зависимость между вязкостью и смачиваемостью. Высокая гидрофобизация проанализированных образцов (среднее значение  $M$  для карбонатных и терригенных пород 0,239 и 0,307 соответственно) вызвана воздействием АСВ (асфальто-смолистых веществ) (рисунок 5) и ионного состава пластовых вод.

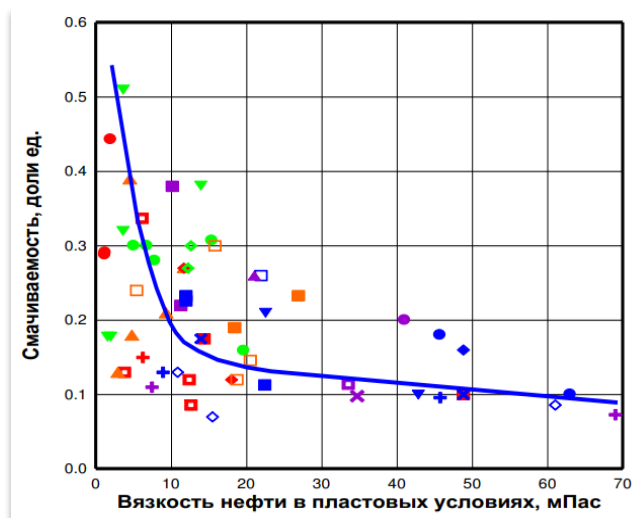


Рисунок 5 – Зависимость смачиваемости от вязкости нефти

По рисунку видно, что снижение смачиваемости обусловлено снижением вязкости, наибольшее изменение наблюдаем в случае маловязкой нефти, а вязкость в свою очередь определяется наличием в нефти активных компонентов – АСВ.

Далее рассматривается влияние газонасыщенности нефти на ее смачиваемость. Следствием высокого газосодержания является высокая склонность АСВ к выпадению в следствии разрушения их адсорбционно-сольватных оболочек. Значит, с увеличением газосодержания будет расти и гидрофобность, что подтверждается экспериментальными данными (рисунок 6).

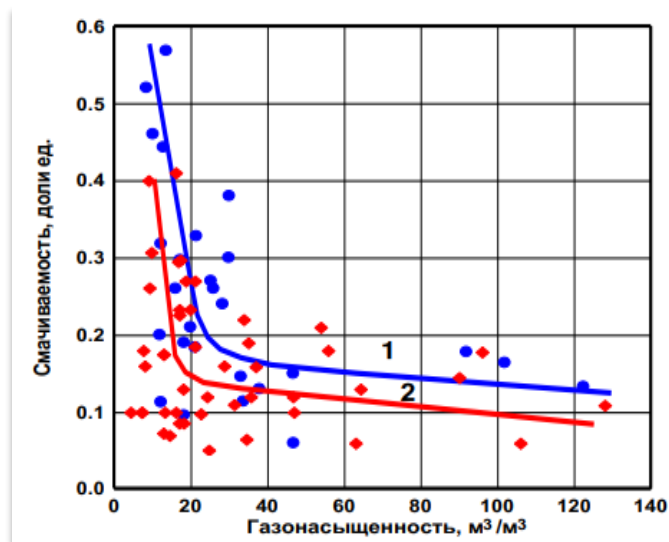


Рисунок 6 – Зависимость смачиваемости от вязкости нефти

Изменение естественной гидрофильной смачиваемости поверхности пор обусловлено в большинстве своем составом нефти [14], так как вещества, потенциально изменяющие смачиваемость содержатся в смолах и асфальтенах. Нефть, которая плохо растворяет свои поверхностно-активные вещества (ПАВ), будет склонна к образованию поверхностей с измененной смачиваемостью. Главным фактором, определяющим стабильность нефти по отношению к асфальтенам будет давление, состав и температура также оказывают влияние. При уменьшении давления (рисунок 7) асфальтены будут наиболее интенсивно выпадать из нефти, достигая максимума в точке кипения.

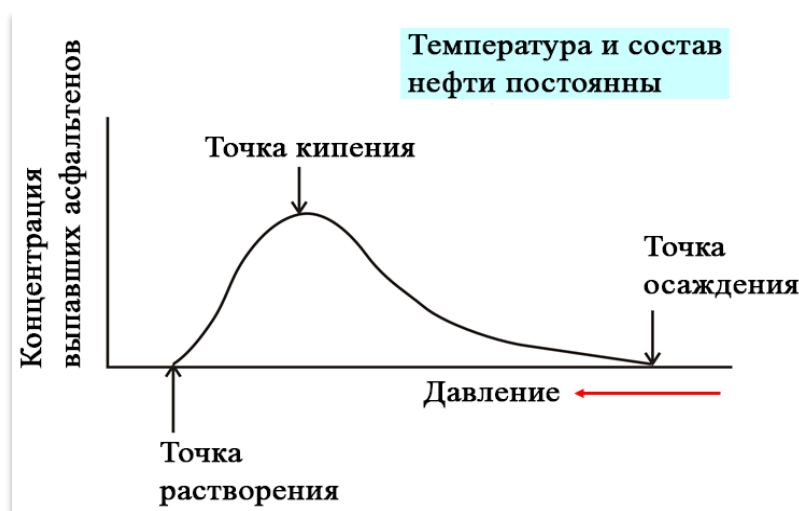


Рисунок 7 – Интенсивность выпадения асфальтенов при изменении давления в пласте

Для того чтобы поверхностно-активные асфальтеносмолистые вещества и нафтеновые кислоты в составе нефти могли вызвать изменение смачиваемости, необходимо нарушить устойчивость экранирующей пленки воды, оторвать и вытеснить ее с твердой поверхности. Формирование тонких пленок и их устойчивость описываются известной теорией Дерягина–Ландау–Фервея–Овербека [13].

В основу теории заложено понятие о расклинивающем давлении прослойки жидкости, находящейся между жидкими, твердыми или газообразными фазами. Согласно теории между любыми двумя фазами при их сближении возникает расклинивающее (раздвигающее) знакопеременное давление разделяющей жидкой прослойки. Изотерма давления  $P$  в общем случае является суперпозицией трех слагаемых, а именно дальнедействующих сил молекулярной  $P_m$ , ионно-электростатической  $P_e$  и структурной природы  $P_s$ :

$$P = P_m + P_s + P_e ; \quad (8)$$

$$P_m(h) = -\frac{A(h)}{6\pi h^3}, \quad (9)$$

где  $A(h)$  – константа Гамакера  $10^{-20}$  Дж.

$$P_s(h) = K e^{-\frac{h}{\lambda}}, \quad (10)$$

где  $K = 10^{-9}$  Н/м<sup>2</sup>,  $\lambda = .2,33$  нм для воды.

$$P_e(h) = \frac{\varepsilon \chi^2}{8\pi} \frac{2\Psi_1\Psi_2 c h \chi^h - (\Psi_1^2 + \Psi_2^2)}{s h^2 \chi^h}, \quad (11)$$

где  $\chi = \frac{4\pi e^2 z^2 n}{\varepsilon k T}$  – мера протяженности диффузного слоя, зависящая от заряда электрона  $e$  и иона  $z$ , концентрации  $n$  иона, диэлектрической проницаемости  $\varepsilon$  раствора, температуры  $T$  и постоянной  $k$  Больцмана.

Молекулярная и структурная составляющие обеспечивают притяжение тел, а электростатическая компонента может иметь различные знаки, что обуславливает в целом немонотонный характер изменения расклинивающего давления от толщины слоя жидкости. Структурный вклад, как правило, проявляется на достаточно малых, менее 1,5–2,0 нм (15–20 Å), расстояниях, поэтому его не учитывают при анализе толстых пленок более 100 нм. Ионно-

электростатическая составляющая связана с образованием вблизи любой заряженной межфазной границы диффузного ионного слоя, который образуется за счет спонтанного перераспределения ионов под действием избыточных зарядов поверхности. Если при сближении двух граничных поверхностей наступает перекрытие диффузных слоев, то возникает расклинивающее давление. Молекулярное притяжение во многих случаях является постоянной величиной, а все особенности расклинивающего давления, обуславливающего устойчивость и целостность пленки воды, полностью определяются вкладом ионно-электростатических сил.

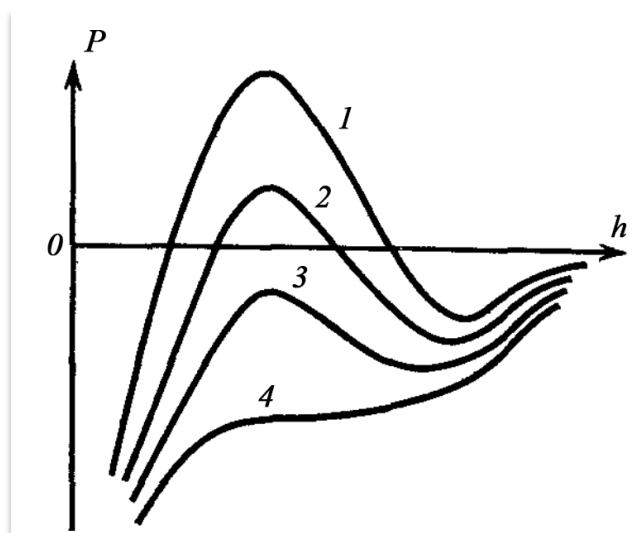


Рисунок 8 – Зависимость расклинивающего давления от расстояния между поверхностями

Если в (11) потенциалы поверхностей разноименные, то  $\psi_1\psi_2 < 0$ , откуда расклинивающее давление всегда отрицательное  $P_e < 0$ , т. е. на всех больших и малых расстояниях граничные поверхности пленки притягиваются друг к другу, при этом чем меньше расстояние  $h$ , тем больше притяжение (рисунок 7, кривая 4). В конечном итоге пленка истончается до минимальной толщины, а на некоторых участках разрушается и теряет сплошность за счет влияния локальных микроструктурных неоднородностей поверхности. Если же поверхности заряжены одноименно,  $\psi_1\psi_2 > 0$ , то (11) описывает экстремальную графическую зависимость в виде асимметричного максимума (рисунок 8, кривая 1), описывающего рост и убывание положительного отталкивающего давления.

Чем больше давление в максимуме и шире диапазон положительной «волны» давления, тем выше устойчивость пленки воды. Получается, что в процессе сжатия пленки за счет, например, внешних факторов на верхней границе будет возникать нарастающая по экспоненте противодействующая сила, которая скомпенсирует разрушающее воздействие.

Стоит отметить, что снижение давление может вызвать не только выпадение или адсорбцию не только асфальтенов, но и парафинов. При достижении давления насыщения из нефти выделяется газ, способствуя образованию газовой шапки. Эти явления также влияют на смачиваемость. Закачка в пласт воды другого состава и pH, обработки ПЗП веществами, которые преднамеренно или нет изменяют смачиваемость породы оказывают влияние на перераспределение смачиваемости и требуют учета при проектировки такого рода мероприятий [15].

Смачиваемость, проявляясь как в рамках порового пространства, так и в рамках всего пласта определяет фазовые проницаемости для нефти и для воды и влияет как на проектирование разработки, так и на конечный КИН, определяющий экономический показатель при разработке. Таким образом, неправильное представление может дорого обойтись при проектирование разработки. Как уже было сказано ранее, смачиваемость определяет и эффективность заводнения. Нефть, оставшаяся после заводнения в гидрофобном коллекторе, представляет собой неподвижную, а нефть гидрофобных участков помимо неподвижной содержит добавочно смесь адсорбированной и, вследствие формирования участков различной смачиваемости, капиллярно-замещенной нефти. Основным интересом часто представляет капиллярно-замещенная, которую можно добывать за счет проведения различных ГТМ, для этого необходимо иметь информацию о скоплениях такой нефти и ее доле в общих запасах. Структурируя остаточную нефть можно применять ГТМ там, где это нужно, а в местах наибольшего скопления такой нефти можно применять ЗБС и бурение новых горизонтальных участков скважин.

### 1.3 Анализ реологических свойств нефти

При изменении смачиваемости происходит абсорбирование различных веществ из нефти на стенку породы. Следствием этого явления будет образование граничных слоев на соприкосновении твердой и жидкой фазы и отличие по сравнению с остальным объемом свойств нефти в этих слоях.

Граничный слой формируется природными ПАВ нефти (асфальтены, смолы, порфирины и т.д.) и обладает отличающимися свойствами в виде повышенной плотности и вязкости с возможностью проявления неньютоновского поведения вследствие другого состава. Толщина и свойства находятся в прямой зависимости от минерального состава пород и самой нефти, притом оба этих фактора могут варьироваться в рамках одного объекта разработки. Выяснено, что повышение содержания парафина и асфальтенов также способствует формированию прочного слоя большой толщины [16], в той же работе на примере образцов керна скважин Осинского месторождения было установлено, что толщина и образование граничного слоя контролируется в основном двумя параметрами – капиллярным давлением, которое определяет структуру порового пространства, и остаточной водонасыщенностью (рисунки 9,10), вода при этом оказывает экранирующий эффект и препятствует осаждению веществ. От стенки к периферии строение меняется следующим образом, сначала располагаются легкие асфальтены схожие по строению со смолами с относительно большим содержанием металлопорфириновых комплексов, которые по мнению некоторых авторов являются основой для их образования [17], после идут более тяжелые асфальтены высокой молекулярной массы, и на периферии расположены асфальтены низкомолекулярного строения и смолы.

По мере продвижения от стенки вязкость постепенно выравнивается и принимает значение характерные для нефти вне пристеночного слоя. Таким образом, градиент давления и радиус порового канала определяют характер движения нефти в нем. При малых градиентах граничный слой имеет наибольшую толщину, так как не преодолено минимальное напряжение сдвига,

с дальнейшим увеличением градиента происходит истончение слоя до определенного уровня и в дальнейшем толщина слоя уже не уменьшается. Как известно не на всей протяженности пласта вокруг скважины градиент давления высок и, согласно распределению возмущения давления, градиент давления максимален только возле скважины и в дальнейшем уменьшается. При больших значениях толщины слоя, когда она соизмерима с размерами порового канала, и малых градиентах эффективное сечение порового канала может уменьшиться настолько, что канал становится непроходим для жидкости, нефть в поровом канале перестает перемещаться и происходит его закупорка.

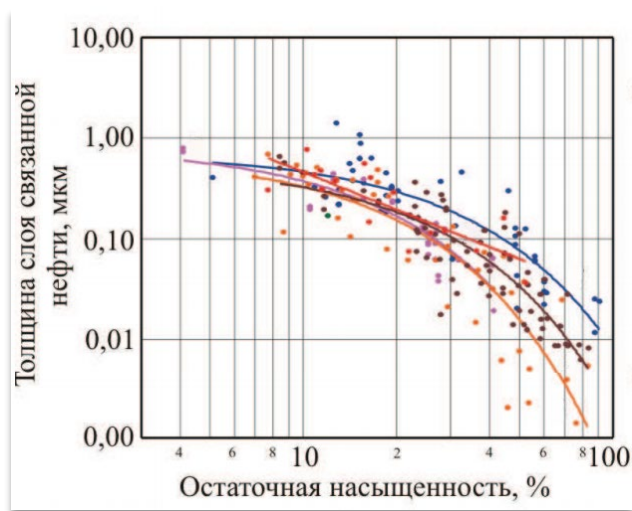


Рисунок 9 – График зависимости толщины слоя связанной нефти от остаточной водонасыщенности

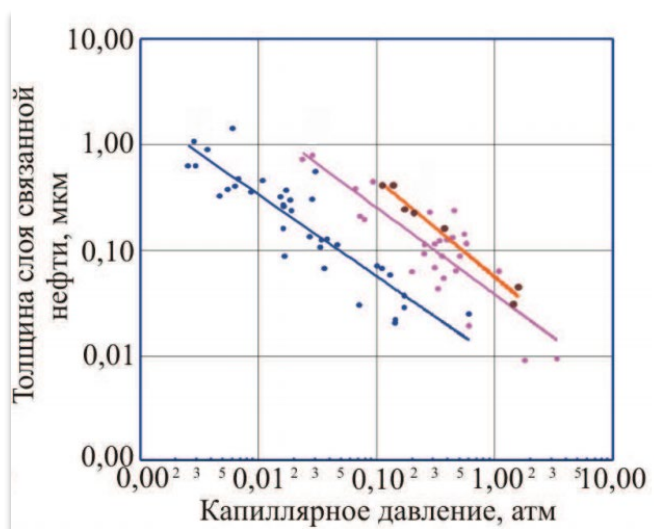


Рисунок 10 - График зависимости толщины слоя связанной нефти от капиллярного давления



В исследованиях, проводимых также на зависимость толщины слоя от радиуса порового канала при одинаковых градиентах, показано, что с увеличением радиуса порового канала (рисунок 10) толщина закономерно уменьшается [16]. В совокупности перечисленные факторы отражаются на конечном коэффициенте нефтеизвлечения и количестве запасов остаточной нефти. Подводя итог, структура граничного слоя зависит от градиента давления в пласте, радиуса пор по которым происходит движение и температуры.

Однако при продвижении нефти по пористой среде, ее реологические свойства определяются не только граничным слоем. На вязкость нефти по всему объему могут оказывать влияние несколько факторов: содержание асфальтенов и парафинов, а также термобарические условия. Во всех случаях могут формироваться дисперсные системы, которые вызывают как аномалии вязкости, так и ее снижение.

Рассмотрим зависимость фазового состояния асфальтенов от термобарических условий (рисунок 7). Как можно заметить, при давлениях выше давления насыщения над верхней границей осаждения асфальтены находятся в растворенном состоянии, а дальнейшее снижение пластового давления вызывает выпадение асфальтенов и формирование надмолекулярных образований в виде ассоциатов различного строения, которые образуют трехмерную структуру из ароматических полициклических монослоев. В общем случае такая структура выглядит следующим образом (рисунок 11). Центральный слой представляет собой ядро, которое может иметь определенную толщину и прочность (дисперсная фаза). Здесь расположены самые высокомолекулярные компоненты, а устойчивость структуры определяется наличием у веществ свободных радикалов. По мере продвижения от ядра следующим слоем выступает сольватный. Его образование происходит на границе раздела фаз за счет адсорбции и локальной диффузии компонентов нефти, а состав определяется более низкомолекулярными углеводородами и гетероатомными соединениями. Стабильность таких дисперсных систем в большинстве зависит от состава этой оболочки, при повышении концентрации смол происходит уменьшение скорости

роста агрегатов, и как следствие массы выпавших веществ. В дальнейшем в переходной зоне происходит выравнивание состава сольватного слоя и нефти, притом на внешней границе содержание нафтеновых углеводородов повышено. При больших концентрациях асфальтенов может происходить агрегация отдельных кластеров наноагрегатов, в этом случае происходит формирование вязкоупругой сетки, которая определяет аномальные свойства, что более характерно для битуминозной нефти с высоким содержанием асфальтенов.

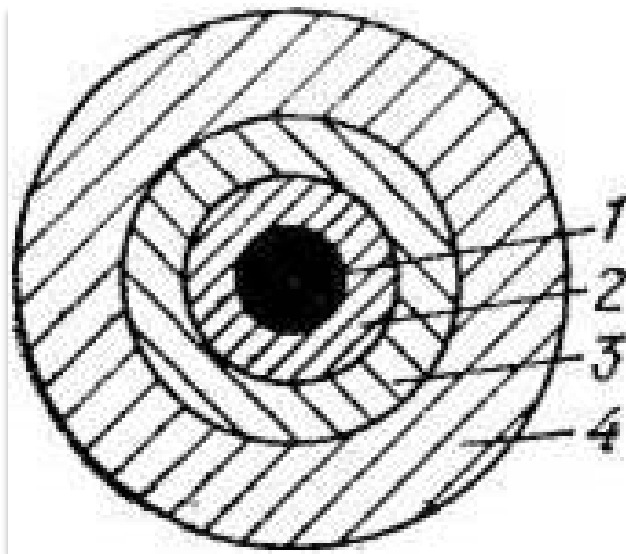


Рисунок 11 – Структурная единица дисперсной среды

1 – Ядро из высокомолекулярных асфальтенов; 2 – Сольватный слой; 3 –  
Переходная зона; 4 – Дисперсная среда;

Как известно из определения, насыщенные углеводороды осаждают асфальтены из раствора, между тем влияние алканов усиливается с понижением молекулярной массы компонента. Таким образом устойчивость асфальтенов к выпадению из нефти будет тем выше, чем ниже лежит давление под точкой насыщения (рисунок 7).

Неньютоновское поведение нефти малых температур может также происходить в случае высокого содержания парафинов, когда длинные молекулы образуют надмолекулярные структуры, которые при повышении температуры быстро разрушаются.

При движении нефти по объему порового пространства, как и в случае граничных слоев, при наличии аномального поведения в условиях малых

градиентов молекулярные структуры разрушаются слабо, наблюдаем малую подвижность нефти. В случае если имеется малопроницаемый коллектор данное явление усугубляется, создается дополнительное сопротивление течению и образом усиливая влияние неоднородностей пласта на фильтрацию (уменьшение коэффициента охвата). Для интервалов высокой проницаемости наоборот нефть будет двигаться активно, но после их дренирования происходит быстрый прорыв воды. По мере движения капель или струек нефти по поровому пространству увеличение площади поперечного сечения канала может повлиять на напряжение сдвига, снизив его до минимума, что в свою очередь приведет к обратному изменению вязкости. При дальнейшем движении к узкому каналу нефти надо преодолеть уже большее напряжение, зачастую соизмеримое с величиной, необходимой для преодоления капиллярных сил. Данное явление приводит к закупорке некоторых пор и снижению коэффициента вытеснения. Также при остановках скважин исчезает перепад давления, как следствие и напряжения сдвига, что ведет к увеличению вязкости нефти. При запуске такой скважины происходит резкое ее обводнение и должен пройти значительный промежуток времени перед тем, как скважина выйдет на стабильный режим работы с дебитом равным значению перед остановкой.

#### **1.4 Обзор современных подходов к экспериментальному изучению пластовых флюидов**

В ходе разработки месторождения, свойства флюидов нуждаются в уточнении для контроля разработки и обоснования технологических мероприятий. Также данные по свойствам необходимы при проектировании самой разработки и подсчете запасов при поисково-оценочных и разведочных работах.

Создание базы данных по физико-химическим свойствам нефти отдельных пластов или залежи может вестись несколькими способами, самым известным способом выступает типовое исследование нефти согласно руководящего документа ОСТ 153-39.2-048-2003 [18], составленного АО «ВНИИнефть», и за основу которого был взят и доработан соответствующий

документ 80-х годов [19]. Обычно любое лабораторное исследование включает в себя сбор и анализ глубинных и (или) рекомбинированных проб с последующим получением данных. Глубинные пробы считаются более представительными, так как, согласно исследованиям, рекомбинированная нефть, насыщенная газом, может быть не тождественна нефти, полученной непосредственно в пластовых условиях и не прошедшей фазовых превращений. Это обусловлено тем, что выбор условий рекомбинации нефти является сложной задачей, а устьевой газ на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки не всегда тождественен газу однократной (контактной) сепарации. К настоящему моменту уже существуют работы, посвященные недостаткам данной методики и уменьшению роли государства в участии по контролю и исследованию свойств пластовых флюидов [19,20]. Основной акцент делается на том, что качественное проведение исследований свойств пластовых флюидов и без наличия нормативно-методических документов должно выступать приоритетом недропользователя, по причине того, что эти параметры влияют как на прогнозирование запасов, так и на сам процесс добычи нефти, это отражается напрямую на оценки прибыли компании.

С другой стороны, на территории РФ на данный момент нет нормативных документов, которые в точности регламентируют процесс исследования пластовых флюидов. Упомянутый руководящий документ прекратил свое действие в 2010 в соответствии с Федеральным законом от 27.12.02 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Компанией ПАО «Газпром» был доработан приведенный выше стандарт [20] (Р Газпром 086-2010), однако он также не прошел проверку временем в условиях быстро развивающихся технологий исследований физико-химических характеристик. Высокотехнологичное оборудование (хроматографы, вискозиметры, плотномеры высокого давления и т.д.) и изменение методик исследования приводит к тому, что в последнем документе уже не отражены актуальные решения по исследованию.

На данный момент в современных лабораториях учитываются неточности стандарта, а именно:

1. С развитием добычи возросли диапазоны измерения физических величин, а совершенствование способов отбора проб позволило получать пробы с высоким газосодержанием и в состоянии близком к критическому. Конкретная информация по исследованию такого рода систем в стандарте отсутствует;
2. Высокое газосодержание также характеризуется сложностью исследования давления насыщения, для которого стандартный объемный метод определения, разработанный еще в 80-х и применяемый для черной нефти, дает очень большие погрешности;
3. Имея залежь с газовой шапкой давление в ней будет равно давлению насыщения (давление на ГНК), отбор проб в данных залежах будет заведомо осложнен. Пробы, полученные таким образом имеют газосодержание меньше реального, что говорит о необходимости донасыщения. Существуют методики, основанные на физических закономерностях равновесия между жидкостью и газом, позволяющие донасытить нефть газом в соответствии с давлением на ГНК, но данная погрешность не упоминается в рассматриваемом стандарте;
4. Последним серьезным недостатком данного стандарта является отсутствие критериев представительности проб. Представительной пробой, согласно документу, считаются пробы, в которых давление при температуре окружающей среды равно, однако в расчет не берутся условия, при которых эти пробы собираются, а именно давление при температуре отбора, присутствие газа в камере и его количество. Если установлено наличие, то необходимо дальнейшее исследование по фазовому состоянию флюида в пробе во время отбора.

Переходя к исследованиям свойств воды все более однозначно, так как они более просты в выполнении. При проведении работ как по вышеупомянутому ОСТ, так и по другим методикам затрагиваются минеральный состав (содержание и наличие солей) и необходимые физические свойства (вязкость, плотность, электропроводность, коэффициенты

сжимаемости, расширения, газосодержание и некоторые другие). Существуют достаточно большое количество точных корреляционных зависимостей, связывающих состав с некоторыми свойствами, что также упрощает задачу при изучении свойств.

В рамках ПАО «Газпром» разработан корпоративный документ «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов», утвержденный в 2015 году, который отражает все аспекты вышеперечисленных проблем от отбора проб до их лабораторных исследований и представления результатов. Данная информация является собственностью компании, поэтому повсеместно данный стандарт использоваться не может и у недропользователей присутствует неопределенность в данном направлении [20]. Проведенная компанией нормативно-методическая стандартизация процессов существенно способствует решению задачи получения представительных проб пластовых флюидов и корректного применения результатов лабораторных исследований.

В силу высказанной проблемы исследования ведутся обычно не в точности по ОСТ, а следуя его основным принципам. Рациональней всего и проводить полный комплекс исследований нефти на этапе поисково-оценочных работ с бурением первых разведочных скважин (Комплекс В) и далее несколько сужать спектр исследований по мере получения достоверной необходимой информации (Комплекс Б). Так по мере бурения все новых разведочных скважин уже могут не повторяться эксперименты по контактному разгазированию, определению вязкости пластовой нефти на всем диапазоне температур от пластовой до 20 °С, ступенчатая сепарация с различным числом ступеней, а также дифференциальное разгазирование на всем спектре температур кроме пластовой. При этом в документе указан минимальный набор исследований свойств нефти по добывающим скважинам (Комплекс А): определение давления насыщения нефти газом при пластовой температуре, коэффициент сжимаемости нефти при пластовой температуре, газосодержание, а также объемный коэффициент и вязкость нефти при условии пластового давления и температуры. Документ допускает выполнение некоторых дополнительных исследований

нефти добывающих скважин при необходимости. При этом не запрещается расширять Комплексы А и Б дополнительными исследованиями если это необходимо для уточнения или получения новой информации, но причины должны быть обоснованы и документально оформлены.

Стоимость проведения описанных исследований зачастую бывает высокой и недропользователь может пойти на компромисс, проводя оценочные расчеты с минимумом данных можно использовать их результаты для малоизученных объектов. Для этого обычно применяются методы для определения компонентного состава (лабораторные исследования с возможным использованием корреляций) и после этого строятся модели PVT свойств пластовой нефти [21].

В настоящее время также может применяться другой способ получения информации о флюидах, который иногда является единственным оперативным и выгодным в условиях проведения работ [22]. Экспресс-метод исследования пластовой нефти является ускоренным методом получения информации о пластовых флюидах, разработан АО «ВНИИнефть», и заключается в получении информации, не отходя от места забора проб. Такой способ сам по себе не исключает лабораторные исследования различными методами, а скорее дополняет их полученной заранее информацией. Суть состоит в получении набора свойств нефти при исследовании глубинных проб с использованием специального прибора. Не вдаваясь в технологию получения проб и процесс самого исследования основное ограничение метода состоит в ограниченном числе получаемых данных, может быть определено газосодержание, объемный коэффициент, плотность сепарированной и пластовой нефти, а также плотность газа. Как видим параметры, касающиеся состава сепарированного газа и самой нефти в пластовых и стандартных условиях, вязкости и давление насыщения определены быть не могут, однако, если получаемых при этом параметров достаточно для решения задач, такой метод достаточно эффективен при исследовании свойств флюидов добывающих скважин.

## **2 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Свойства пластовых флюидов, как и их изменения при добыче определяют возможность движения нефти к добывающим скважинам, а изменение свойств как пластовых флюидов, так и, как следствие, добываемой продукции могут быть следствием многих факторов.

Данное явление со стороны применяемых технологий, во-первых, изменения свойств добываемого флюида, как правило, могут происходить на поздних стадиях разработки месторождений при применении как методов увеличения нефтеотдачи (МУН), так и методов по интенсификации притока, когда необходимо мобилизовать остаточную нефть, свойства которой могут отличаться от добываемой ранее, или же нужно улучшить свойства призабойной зоны пласта (ПЗП). Во-вторых, данные изменения свойств пластовых флюидов могут быть следствием выбора определенного метода разработки. Так в случае применения заводнения, из нефти происходит унос легких фракций и постепенная иммобилизация нефти с увеличением вязкости и плотности в следствии ряда факторов, также может происходить изменение температуры нефти, что может вызвать выпадение парафинов в ПЗП. Следующим примером может послужить применение нетрадиционных методов разработки в случае высоковязкой нефти, когда при закачке теплоносителя или газа изменяются свойства нефти (тепловые или газовые МУН), за счет чего и происходит добыча нефти.

Остаточную нефть в пласте можно условно разделить на четыре типа:

1. Нефть граничных слоев (в пленочном виде на стенках породы);
2. Капиллярно удержанная нефть (не вытесняемую по причине влияния сил капиллярного давления);
3. Нефть из незадействованных вытеснением пластов (менее проницаемые части разрабатываемых участков пласта);



4. Нефть нескрытых интервалов (недоразведанные или невовлеченные в разработку интервалы);

Методы увеличения нефтеотдачи в зависимости от принципа действия работают на увеличение добычи за счет вовлечения в разработку первых трех типов остаточной нефти. В зависимости от этого МУН можно подразделить на методы, направленные на увеличение коэффициента охвата залежи воздействием, когда происходит вовлечение в разработку нефти из незадействованных вытеснением пластов и методы, увеличивающие коэффициент вытеснения (первые два типа остаточной нефти).

С применением одного из самых распространенных методов интенсификации притока могут также возникать осложнения. После проведения кислотных обработок в случае некоторых нефти образуются осложнения в виде выпадения асфальтенов в ПЗП или образования стойких эмульсий.

Далее проведем рассмотрение перечисленных методов и оценку их влияния на свойства пластовых систем.

## **2.1 Влияния методов разработки нефтяных месторождений на изменения свойств пластовых флюидов**

### **2.1.1 Применение метода заводнения нефтяных пластов**

Как было упомянуто в первой главе, по мере разработки месторождений с применением данного метода наблюдаются изменения состава и свойств извлекаемой продукции: у стабилизированной нефти возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление может быть как следствием изменения распределения состава и свойств в залежи, так и прямым следствием применения заводнения.

Закономерность распределения состава и свойств нефти в объеме залежи, имеющая место в начале разработки, с течением времени нарушается. Это обусловлено перемещением нефти к добывающим скважинам под действием контурных и нагнетаемых вод, разной интенсивностью выработки сопряженных

элементов пласта, а также опережающими темпами миграции и отбора легких углеводородных компонентов.

В ходе эксплуатации месторождения с применением методов, так или иначе связанных с закачкой воды, нефть вытесняется и замещается пластовой или закачиваемой водой. Как следствие увеличивается площадь контакта флюидов, как следствие увеличивается и массообмен.

Заметные изменения состава остаточной нефти за счет ее растворения в воде происходят только в хорошо дренируемых участках пласта при длительной эксплуатации с высоким водонефтяным фактором. При разработке на режиме истощения или добыче малообводненной нефти эффект растворения незначителен вследствие малого объема контактирующей с нефтью воды. При этом вместе с уносом газов в воде растворяются лишь немногие высокомолекулярные соединения: фенолы, азотистые основания, карбоновые кислоты, меркаптаны и растворимые в воде сульфиды. Вследствие этого нефть теряет подвижность, увеличивается вязкость, плотность, уменьшается газосодержание и меняется структура остаточной нефти. Также принесенный с закачиваемой водой кислород окисляет некоторые нефтяные компоненты, вследствие чего резко увеличивается их полярности и способность к адсорбции. Эффект окисления будет зависеть от состава нефти, наличия в ней природных антиокисляющих, стабилизирующих факторов и количества кислорода, поступающего в пласт с нагнетаемой водой. При дегазировании закачиваемой воды ее окисляющие свойства ослабляются [9].

В случае бактериального влияния наблюдается снижение доли легких УВ в нефти, УВ алканового ряда, увеличивается доля органических соединений гетероатомного строения, смол, асфальтенов, увеличивается вязкость. Ухудшение свойств нефти за счет бактериального заражения происходив в границах ВНК, что, как было сказано, приводит к окислению нефти в этой зоне. Эффект заражения может проявляться если выполнятся несколько условий. Для существования бактерий должны соблюдаться оптимальные термодинамические условия, невысокая минерализация, а также в воде необходимо присутствие

фосфора (обычно в виде фосфатов) и азота (нитраты). Самым простым индикатором биоценоза нефтяного пласта может выступить повышение содержания сероводорода в добываемой продукции. На более поздних стадиях разработки при большей аэризации пласта условия подходят и для развития углеродоокисляющих бактерий (сульфоредацирующие бактерии не используют кислород для окисления нефти), что вызывает резкое изменение состава добываемой продукции, сказывающееся на добыче.

Очевидная разница в физико-химических свойствах и составе нефти может наблюдаться уже в начальный период разработки месторождения (от полугода до полутора лет), но наибольшая отличие наблюдается в свойствах остаточной и извлекаемой нефти. В связи с чем при проектировании мероприятий по доработке месторождений и увеличения КИН необходимо использовать данные именно по остаточной нефти для наибольшей их эффективности.

### **2.1.2 Применение тепловых и газовых методов**

Тепловые методы представляют собой методы, направленные на увеличение пластовой температуры, что направлено на снижение вязкости нефти во много раз до значений, которые необходимы для продвижения нефти к добывающим скважинам. Принципиально от метода повышения пластовой температуры можно разделить методы теплового воздействия на следующие две группы [23]:

1. Технологии с закачкой теплоносителей (пар, горячая вода, смесь пара с углеводородами и др.);
2. Технологии с закачкой окислителей (кислород или воздух);
3. Технологии, сочетающие в себе как тепловые, так и физико-химические МУН (комбинированные методы).

Наиболее встречаются методы, связанные с циклической или площадной закачкой теплоносителя, их рассмотрим в первую очередь. Суть циклической обработки состоит в том, что в отличие от площадного воздействия в данном случае закачка теплоносителя и добыча происходит из одной и той же скважины.

Происходит это в три этапа, сначала происходит нагнетание вещества, потом выделяется время на нагрев добываемой продукции и далее происходит добыча.

В результате паро-циклической обработки скважины (ПЦО) её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев. После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность снижается, а общее количество эффективных циклов может достигать 3-4 [23]. Эффективность возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом), как правило, такой метод малоэффективен. ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой стадии проводятся обработка добывающих скважин, после чего, для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин. При площадной закачке пара применяются такие же площадные системы, как при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные.

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости.

Перспективными направлениями повышения эффективности являются также добавление порции газа к закачиваемому пару и использование химических реагентов. Если используются ПАВ, то они образуют пену, блокирующую проницаемые пропластки. В больших масштабах паровые пены применяются на месторождении Мидуэй-Сансет (Калифорния), содержащем высоковязкую нефть. Для образования паровых пен используется ПАВ –

оксиалкилированная замещённая фенолоальдегидная смола с коммерческим названием Thermoflood. При ПЦО скважин с ПАВ в среднем добывается в 2,2 раза больше нефти за цикл, чем без ПАВ.

При площадном воздействии закачка теплоносителя и добыча происходит из разных скважин. На рисунке 12 показано распределение температур в пласте. В первой зоне можно заметить снижение температуры, что говорит об охлаждении перегретого пара до того момента, когда его температура достигает значения для насыщенного пара. Далее идет интервал 2 с постоянной температурой, происходит превращение пара из влажного в сухой. В третьей зоне происходит уменьшение температуры и после следует зона холодного фронта воды. Эти зоны обуславливают и остаточную нефтенасыщенность в пласте, которая в первой зоне наименьшая и может достигать значений 10-15 %.

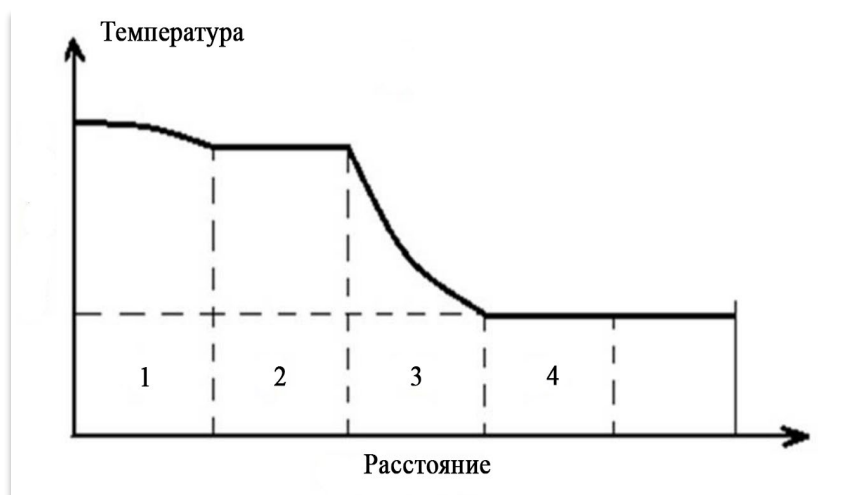


Рисунок 12 – Распределение температурных зон при закачке пара

Основными изменениями в пластовых системах при добыче нефти с закачкой пара выступают: снижение вязкости нефти в сотни раз, упругое расширение пластовых флюидов с понижением плотности, снижение коэффициента растворимости газа в нефти, как следствие выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи, а также дистилляция нефти паром и смешивающееся вытеснение [23].

Рассмотрим технологию внутрислоевого горения. Суть состоит в создании высокотемпературной зоны (фронта), в котором энергия выделяется за

счет происходящего окисления части внутрипластового флюида при нагнетании в пласт кислородосодержащего газа.

Принципиально различия появляются в способе закачки окислителя и последующего поджигания. Если закачка газа и поджигание флюида происходят в одной нагнетательной скважине, то горение называется прямоточным.

В другом варианте движение окислителя происходит от нагнетательной скважины к добывающей, но при этом поджигание осуществляется в добывающей. За счет сложности контроля и регулирования выбирают обычно первый метод. Важной характеристикой пласта при реализации процесса ВГ является содержание тяжёлых фракций (топлива), которое определяется в лабораторных условиях. Оптимальная концентрация топлива должна быть такой, чтобы поддерживать температуру фронта горения выше температуры воспламенения нефти. При увеличении количества тяжёлых фракций в нефти выше оптимального значения возрастает расход воздуха на выжигание нефти и повышаются затраты на проведение процесса. Основным показателем, который характеризует 75 экономическую эффективность внутрипластового горения – соотношение объёмов закачки воздуха и дополнительно добытой нефти. В успешных проектах воздушнонефтяное отношение не превышает 3600 м<sup>3</sup> воздуха на 1 м<sup>3</sup> нефти.

Внутрипластовое горение осуществляется в трёх разновидностях: сухое, влажное и сверхвлажное. Разновидность внутрипластового горения определяется величиной водовоздушного фактора, т. е. отношением объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого воздуха. Соотношение закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет в среднем 1-5 м<sup>3</sup> воды на 1000 м<sup>3</sup> воздуха. При сверхвлажном горении водовоздушное отношение может изменяться от 2 до 10 м<sup>3</sup> воды на 1000 м<sup>3</sup> воздуха.

Существует два типа реакций окисления углеводородов: высокотемпературное окисление и жидкофазное окисление. Низкотемпературное жидкофазное окисление происходит при температуре 200-

250°C и ниже. При сверхвлажном горении температура на фронте горения, как правило, не превышает 250°C.

Процесс влажного и сверхвлажного горения происходит одновременно с образованием большой зоны насыщенного пара перед фронтом горения, что способствует более эффективному вытеснению нефти. Эти технологии являются более перспективными разновидностями горения, так как позволяют более эффективно использовать тепло, которое при сухом горении остаётся за фронтом горения и не используется. Увеличение водовоздушного фактора также способствует росту скорости продвижения теплового фронта по пласту и уменьшению расхода воздуха на добычу нефти. При сухом горении скорость перемещения фронта горения 0,13-0,15 м/ч, при влажном горении – 0,22 м/ч, а при сверхвлажном – 0,36 м/ч в среднем [23].

Перейдем к рассмотрению газовых методов. Эта группа методов в отличие от тепловых подходит не так хорошо для вытеснения сверхвязкой нефти, однако при вязкости ниже 200 мПа·с данные методы могут применяться успешно, причина заключается в более высокой подвижности газа. Основой данных методов служит закачка углеводородных газов, азота или углекислого газа с целью уменьшения вязкости нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Закачка углекислого газа является достаточно перспективной несмотря на свою относительно высокую стоимость и недостатки. Начнем с рассмотрения растворимости, углекислый газ по сравнению с легкими УВ хорошо растворяется в воде с увеличением вязкости, но его растворимость в нефти в разы выше, что способствует переходу. Положительным явлением выступает снижение межфазного натяжения на границе, что способствует вытеснению, улучшает способность воды вытеснять нефть граничных слоев и способность воды смачивать горную породу. При растворении в нефти CO<sub>2</sub> её вязкость уменьшается, плотность повышается. Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO<sub>2</sub> вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие

нефти. При вытеснении высоковязкой нефти основным фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO<sub>2</sub>, вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

В процессе закачки азота и углеводородных газов происходит аналогичный процесс разжижения нефти, из положительных эффектов стоит отметить отсутствие коррозии, однако, по отдельности процессы менее эффективны и часто происходит совмещение закачки жирного газа и дозакачки азота для большего коэффициента вытеснения [24].

## **2.2 Методы увеличения нефтеотдачи с применением ПАВ и полимеров**

При закачивании воды на процесс вытеснения во многом влияет микронеоднородность коллекторов, когда из малых пор вода плохо вымывает нефть, а в случае гидрофобного коллектора процесс осложняется еще сильнее. Для вытеснения нефти из гидрофобного коллектора требуется достижение либо большего перепада давления, чем для гидрофильного, либо большего снижения поверхностного натяжения. При вымывании водой нефти необходимое поршневое вытеснение будет происходить в случае гидрофильного коллектора и низких значений поверхностного натяжения на контакте вода нефть.

Необходимых изменений поверхностных и смачивающих свойств жидкостей и характеристик поверхностей раздела пластовой системы в зоне их контакта в пористой среде можно добиться с помощью добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ). Типичный мономер ПАВ состоит из неполярной (липофильной) части или половины и полярной (гидрофильной) половины.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе нефть — вода и поверхностное натяжение на границах вода — порода и нефть — порода, это обуславливается их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмытии с поверхности пород пленки



нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, а также в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред. Классифицируют ПАВ относительно растворимости в воде: диссоциирующие в воде (ионогенные) и не диссоциирующие (неионогенные). Ионогенные в свою очередь делят на анионные ПАВ (более активны в щелочных растворах), катионные (активны в кислых растворах) и амфолитные ПАВ [23]. В таблице 3 приведены основные типы соединений, используемые в качестве ПАВ.

Таблица 3 – Применяемые соединения ПАВ в зависимости типа

<b>Анионоактивные</b>	<b>Катионоактивные</b>	<b>Неионогенные</b>	<b>Амфотерные</b>
Сульфонаты Сульфаты Карбонаты Фосфаты	Соли амония, пиридин, пиперидин, имидозалин, сульфониевые соединения	Алкил-, Алкил- арил-, ацил-, ациламиндо-, ацил- аминполигликоль и полиоловые эфиры, алканоламиды	Карбоксилловые кислоты (с включением аминогрупп)

Неионогенные ПАВ, как правило, не вступают в реакцию с солями пластовых водах и не теряют свою поверхностную активность. Благодаря этому свойству они получили большое распространение в нефтедобывающей промышленности. ПАВ такого типа эффективно снижают межфазное натяжение. Так как у данного вещества присутствует возможность перехода в неполярный растворитель, часть вещества растворяется в нефти, что приводит к стабилизации асфальтенов и исчезновению свойственных аномалий вязкости. Снижение вязкости также приводит к увеличению вытесняющих свойств.

Анионоактивные ПАВ обладают максимальной способностью снижать межфазное натяжение, но их использование с пластовыми водами сопряжено с рядом трудностей, а именно они вступают в реакцию с солями, содержащимися в пластовых водах, что приводит к выпадению осадков, а значит кольматации низкопроницаемых коллекторов. Неионогенные (НПАВ) и анионные (АПАВ)

поверхностноактивные вещества препятствуют адсорбции молекул воды на поверхности глинистых минералов и их попаданию в межпакетное пространство глин. Но после промывки пресной водой активность глин восстанавливается. Катионные ПАВ (КПАВ) действуют по-другому. Их адсорбция происходит как на внешней базальной поверхности, так и в межпакетном пространстве глинистого минерала, что приводит к модифицированию поверхности глины. Прочность связи с глинистыми минералами у КПАВ значительно выше, чем у двух других видов ПАВ. При этом последующие многократные промывки пресной водой дают лишь частичную десорбцию катионов. Для полимиктовых песчаников, имеющих низкую проницаемость, данный вопрос наиболее актуален в силу большой доли глинистых минералов в составе и высокой микронеоднородности.

Как следует из вышесказанного, высокой эффективностью будет обладать закачка КПАВ в случае заводнения глинизированных пластов с добавлением НПАВ, которые будут также улучшать эффект уменьшения межфазного натяжения [23].

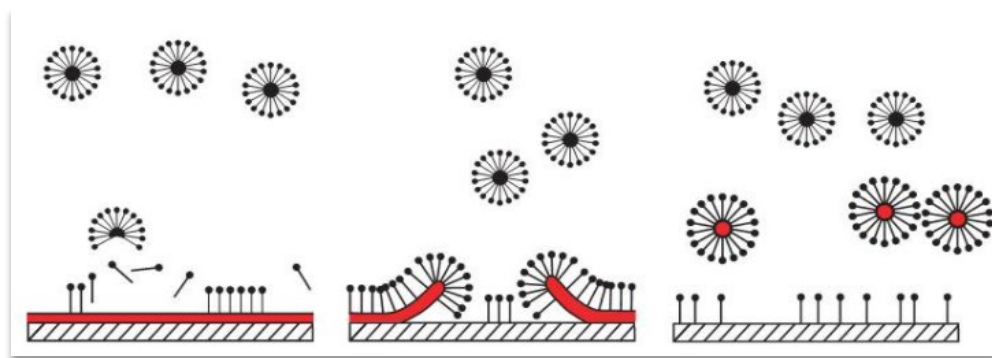


Рисунок 13 – Процесс взаимодействия молекул ПАВ с молекулами нефти на стенках породы

В зависимости от условий применимости используют различные технологии с использованием ПАВ – закачка ПАВ (ионогенные, неионогенные или их смесь), мицеллярное или щелочное заводнение.

В случае мицеллярного заводнения нагнетается концентрированный раствор поверхностно-активного вещества, в котором оно сбивается в агрегаты

(мицеллы) (рисунок 13), обладающие свойством снижать поверхностное натяжение до сверхнизких значений и растворять в себе другие вещества.

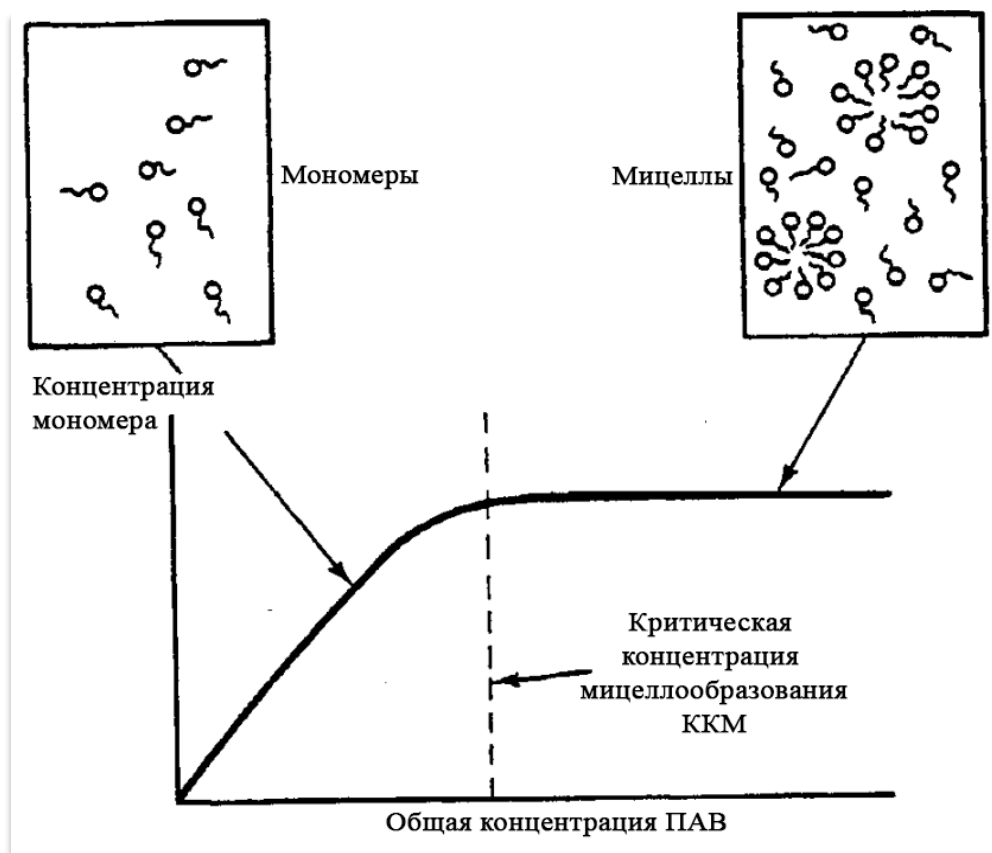


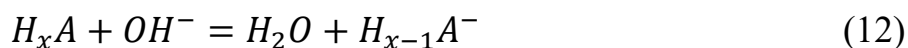
Рисунок 14 – График зависимости концентрации ПАВ от концентрации мономеров вещества

Рассмотрим более подробно процесс мицеллообразования, при растворении ПАВ в воде происходит процесс диссоциации с образованием активной молекулы и иона (в случае неионогенных и амфотерных ПАВ иона не будет). Далее с ростом концентрации происходит взаимодействие липофильных концов между собой с образованием ассоциатов, называемых мицеллами. При росте концентрации ПАВ до определенного уровня концентрация мономеров растет прямо пропорционально в зависимости от нее (равна ей), далее происходит отклонение от прямолинейного участка, что сигнализирует о начале образования мицелл, кривая стабилизируется и выходит на асимптоту, когда при увеличении концентрации ПАВ не растет концентрация мономера. В месте стабилизации кривой концентрация ПАВ называется критической концентрации

мицеллообразования (ККМ). Значение величины обычно не большие и колеблются в районе  $10^{-5} - 10^{-4}$  кг-моль/м<sup>3</sup>.

Для применения мицеллярного заводнения в качестве основного вещества практически не используются КПАВ в силу их большого поглощения глинистым материалом. На использования данной технологии несмотря на высокую потенциальную эффективность накладывается ряд ограничений, связанных с относительно низкой применимостью. Ограничение накладываются на температуру, которая должна не превышать в среднем 65 °С, а минерализация быть в определенных пределах. Стоит отметить, что воду после мицеллярного заводнения сложно использовать, что увеличивает стоимость метода и исключает цикличность заводнения [25].

Также распространение получил метод с нагнетанием в пласт щелочи, в качестве которой может использоваться как обычный гидроксид натрия, так и сода. В результате закачки происходит химическая реакция с кислотами в нефти и образуются ПАВ непосредственно на контакте вода-нефть (уравнение 12), что уменьшает долю нецелевого расхода веществ при адсорбции. Однако метод требует наличия достаточного количества кислот для высокой эффективности. Также стоит учитывать, что в случае большого содержания сероводорода или углекислого газа может увеличиваться расход щелочи (уравнение 13), а в силу присутствия гидроксид ионов имеется возможность выпадения нерастворимых гидроксидов металлов и последующее закупоривание пор (уравнение 14).



Важной особенностью заводнения с использованием ПАВ является его использование в комплексе с полимерным заводнением, когда за счет снижения поверхностного натяжения вымывается не только часть капиллярно удерживаемой нефти, но и нефть со стенок породы, увеличивается коэффициент вытеснения, а за счет добавления полимеров увеличивается коэффициент охвата пласта воздействием в силу изоляции более проницаемых интервалов и

задействования новых менее проницаемых. К основным из них относятся: ПАВ-полимерное заводнение, мицелярно-полимерное и ASP заводнение, силикатно-щелочное и щелочное полимерное заводнение.

Таким образом, присутствие ПАВ в воде улучшает ее смачивающие свойства (рисунок 13). Процесс характеризуется тем, что неполярные части молекул, осаждаясь на пристеночном нефтяном слое могут захватывать молекулы нефти, влияя на смачиваемость исходной поверхности. Также происходит необходимое снижение поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, в результате чего повышается коэффициент вытеснения нефти.

Одной из причин низкого коэффициента охвата пласта процессом заводнения на месторождениях, содержащих нефть повышенной вязкости, является большое соотношение вязкостей нефти и воды, приводящее к снижению охвата пласта вытесняющим агентом из-за быстрого продвижения маловязкой жидкости по более проницаемым интервалам, в результате чего часть нефти остается неохваченной воздействием. Уменьшение отношения подвижностей повышает эффективность заводнения за счет большего коэффициента охвата по объему и меньшей нефтенасыщенности в отмытой зоне. Минимальная остаточная нефтенасыщенность не уменьшается, хотя остающаяся после процесса вытеснения нефтенасыщенность уменьшается. Как правило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов. Более высокий коэффициент нефтеотдачи является стимулом для применения следующих методов воздействия [25]:

1. Применение полимеров;
2. Применение полимеров со сшивателями;
3. Вязкоупругие системы (ВУС);
4. Гелеобразующие системы (ГОС)
5. Дисперсные системы (ГДС или ПДС).

Основные группы полимеров, используемые при закачке, составляют полиакриламиды и полисахариды.

Полиакриламиды это полимеры, мономеры которых представляют собой молекулы акриламида. За счет молекулярного строения можно добиться гидролиза молекулы, когда кислотная группа находится в нейтрализованном состоянии (рисунок 15). Регулируя степень гидролиза полимера, можно изменять заряд молекулы полимера (в данном случае в силу заряда карбоксильной группы он будет отрицательный).

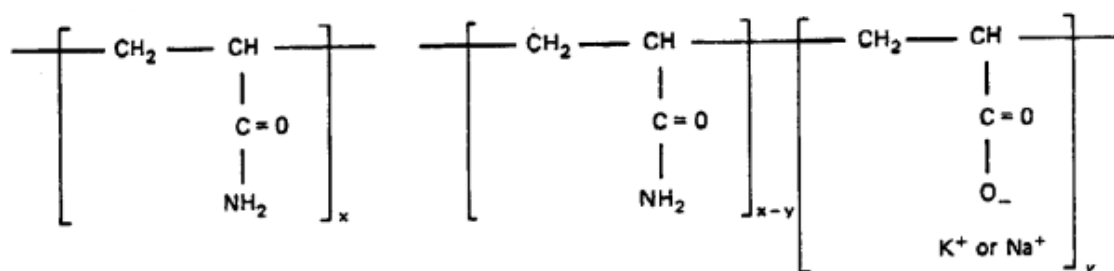


Рисунок 15 –Молекула полиакриламида (справа частично гидролизованный вариант)

Степень гидролиза выбирается с таким расчетом, чтобы оптимизировать определенные свойства полимера, как например, растворимость в воде, вязкость и удерживающую способность. Если степень гидролиза слишком мала, полимер не будет растворяться в воде, или же наоборот его свойства будут слишком чувствительны к действию минерализации и жесткости. Характерная особенность гидролизованного полиакриламида увеличивать вязкость заключается в его большом молекулярном весе, она усиливается анионным отталкиванием между молекулами полимера и сегментами одной и той же молекулы. В результате чего молекула в растворе растягивается и сцепляется с другими, растянутыми аналогичным образом, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях. Если минерализация или жесткость раствора высока, это отталкивание значительно уменьшается за счет ионного экранирования, вызывающее уменьшение эффективности полимера. Фактически все свойства частично гидролизованного полиакриламида проявляют высокую чувствительность к минерализации и жесткости воды, что

является препятствием для применения во многих пластах. С другой стороны, это недорогой реагент, относительно стойкий к действию бактерий, и дает постоянное уменьшение проницаемости.

Перейдем к рассмотрению полисахаридов. Полимер такого типа будет чувствителен к бактериальному воздействию после его закачки в пласт, но этот недостаток компенсируется невосприимчивостью полисахарида к минерализации и жесткости воды, так как молекула является сравнительно неионогенной и поэтому свободной от эффектов ионного экранирования, присущих частично гидролизованному полиакриламиду. Полисахариды имеют более разветвленную структуру, чем частично гидролизованные полиакриламиды, как следствие молекула повышает вязкость раствора за счет сцепления и добавления в раствор более жесткой структуры, поэтому полисахариды не дают уменьшения проницаемости (рисунок 16).

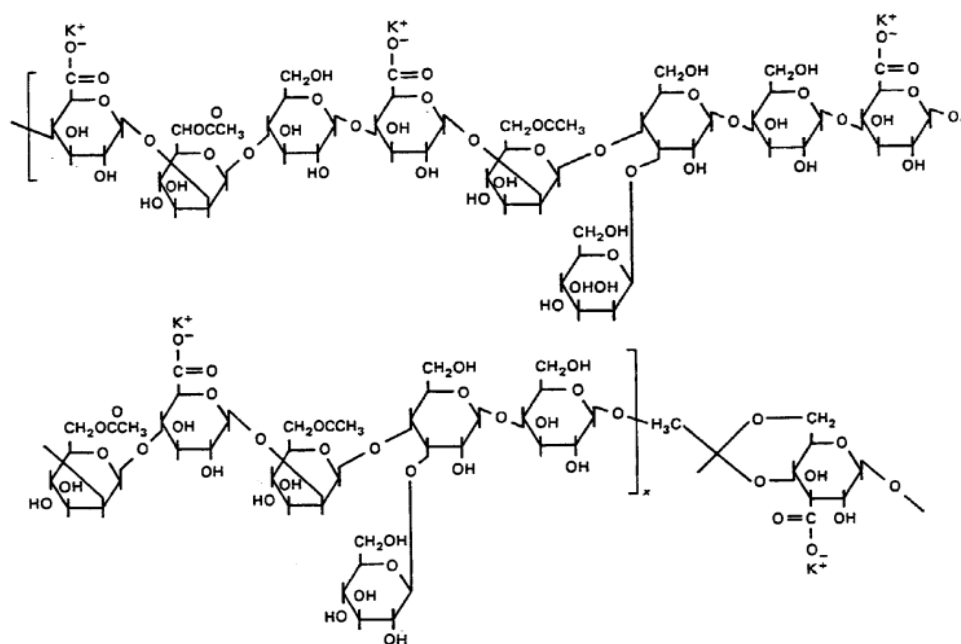
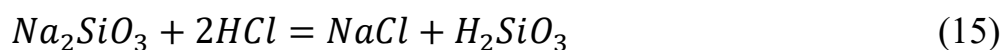


Рисунок 16 – Молекула полисахарида

Оба класса полимеров претерпевают химическую деструкцию при повышенных температурах. Добавление ионов поливалентных металлов или других веществ, создающих условия для сшивания отдельных цепочек полимера, вызывает улучшение эффекта и лучшую водоизоляцию, который также увеличивается с повышением температуры (по мере закачки рабочего агента). Однако при высокой доле сшивания вязкость раствора может возрасти

слишком сильно, что затруднит проникновение полимера в поры малого размера и наоборот снизит эффект, поэтому подбор количества сшивателя также является основной задачей.

Следующим методом воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи рассмотрим использование ГОС для регулирования потоков и фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне и в глубине пласта. При применении данной технологии в пласт закачивается смесь соляной кислоты и силиката натрия, растворенная в воде. Также в растворе для достижения нужного возможно присутствие полимеров. В ходе химической реакции жидкого стекла с кислотами образуется золь в ходе выделения кремнистой кислоты (уравнение 15), далее происходит явление тиксотропии, когда происходит переход золя в гель, после чего происходит закупоривание материалом [26]. Силикатный гель имеет пространственную структуру, в которой молекулы кремниевой кислоты связаны между собой валентными и водородными связями, что определяет прочность геля, образование его во всем объеме рабочего раствора и предотвращает выделение осадка кремниевой кислоты в отдельную фазу.



Прочность геля и скорость его образования зависят от концентрации компонентов в системе, температуры пласта, минерализации воды, времени выдержки. Чем выше скорость гелеобразования, тем выше его прочностные свойства. Следующий фактор, определяющий скорость гелеобразования и качества геля, — минерализация воды. Для исключения мгновенного гелеобразования и возможного ухудшения его качества авторами рекомендовано использовать в композиции пресную воду, но так как подвоз к каждому месторождению пресной воды не всегда возможен, необходим правильный подбор оптимального состава с учетом минерализации закачиваемой воды [26]. В состав смеси для достижение нужного эффекта могут добавляться полимеры со сшивателями, такие системы при правильном подборе компонентов имеют высокие прочностные характеристики, работают при высоких температурах с возможностью полного разрушения геля щелочью.



Изменение свойств добываемой нефти могут служить в качестве маркера, который показывает реакцию пласта на применение мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Нефть, поступающая из определенного количества интервалов, с вероятностью будет отличаться от той, которую пытаются вовлечь в разработку применением тех или иных мероприятий. Одним из определяющих параметров при таком наблюдении может выступить вязкость. Примером может послужить применение потокоотклоняющих технологий на скважинах пласта А<sub>3</sub> Сарбайско-Мочалеевского месторождения, где изменение вязкости выступало определяющим параметром при определении реакции пласта на воздействие. Признаком вовлечения в разработку ранее не задействованных интервалов служило изменение вязкости в большую сторону при малой обводненности и ее уменьшении при добыче нефти с большой обводненностью, при этом не исключалось уменьшение значения самой обводненности [10]. Анализ данных выявил также определенную закономерность среди исследуемых скважин, которая с некоторыми отклонениями допустима на многих месторождениях. На умеренных депрессиях в начале разработки вязкость принимает большие значения, но далее снижается. На этом этапе добыча происходит из интервалов с невысокой проницаемостью, нефть в которых достаточно структурирована и проявляется влияние упругих сил пласта. Уменьшение вязкости объясняется включением в разработку интервалов с большей проводимостью, нефть в которых подвижна. Вскоре темпы снижения вязкости замедляются, пласт отдает нефть равномерно из значительной части своего объема. Флюид добывается из устойчивой системы отдельных интервалов до момента прорыва воды в скважину, при котором наступает закономерное резкое увеличение вязкости, что отчасти связано с началом вытеснения преобразованной нефти с большой плотностью из «промытой» части пласта.

Аналогичные изменения наблюдались на участке залежи 5 Ромашкинского месторождения, когда в районе нагнетательной скважины 26810 исследовалось влияние МУН на изменение состава и свойств добываемой нефти [27]. Работы проводились на пласте  $C_{1\text{ВВ}}^{4+3}$  (бобриковский горизонт),

перфорацией был вскрыт единый пласт со средней толщиной равной шести метрам, при этом наблюдения проводились на нескольких добывающих скважинах, из которых последовательно были взяты по три пробы до проведения эксперимента и четыре пробы после. Применяемой технологией выступала закачка щелочно-полимерной композиции, результаты проведенных исследований приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты исследования кинематической вязкости и плотности проб нефти до и после применения щелочно-полимерного заводнения

Скважина 25312			
До обработки	14.08.15 г.	0,9023	49,9
	28.08.15 г.	0,9047	52,5
	10.09.15 г.	0,9044	57,9
После обработки	15.12.15 г.	0,9025	47,8
	25.12.15 г.	0,8992	49,1
	12.01.16 г.	0,8966	46
	28.04.16 г.	0,8913	40
Скважина 1206			
До обработки	14.08.15 г.	0,9117	73,1
	28.08.15 г.	0,9076	65,2
	10.09.15 г.	0,9087	79,2
После обработки	15.12.15 г.	0,904	53,9
	25.12.15 г.	0,9159	65,7
	12.01.16 г.	0,9011	59,5
	28.04.16 г.	0,904	61,1

Изменение состава нефти до и после применения технологии определялось по методологии на основе сравнительного анализа средних параметров состава и свойств проб нефти, отобранных до обработки из добывающей скв. 25312, пробуренной на низкопроницаемые (наименее измененные) коллекторы, и средних значений параметров по всему участку. Вязкость нефти как всего участка, так и из добывающих скважин после применения щелочно-полимерного заводнения снизилась за счет уменьшения содержания смол и увеличения содержания масел. При этом в составе масляных фракций возросло содержание легких изо- и н-алканов. По данным термического анализа в составе проб нефти после проведения обработки снижается доля тяжелых компонентов.

Авторы предполагают, что в разработку были вовлечены новые интервалы, содержащую меньшую по плотности малоизмененную нефть, основываясь на аналогичной динамике изменения состава из пластов различной песчаности (коррелирует с РИГИС), а также на совокупном увеличении добычи нефти из участка рассматриваемой нагнетательной скважины.

### **2.3 Осложнения при применении кислотных обработок скважин**

Кислотная обработка скважин как метод интенсификации притока решает важную задачу, связанную с восстановлением как естественной продуктивности коллектора, так и возможное увеличение продуктивности или приемистости скважины. Воздействие происходит в призабойной зоне скважины, а эффективность зависит как от типа коллектора, на котором применяется данный вид мероприятия (на чисто терригенных коллекторах возможно лишь восстановление исходной проницаемости ПЗП, в то время как в карбонатных возможно и увеличение проницаемости), так и от успешности подбора композиции для проведения обработки. Поэтому самым ответственным мероприятием является подбор композиций для выполнения мероприятия. Следствием недостаточного тщательного исследования этапе выполнения кислотных обработок в коллекторах, содержащих высоковязкую нефть, может возникать ряд проблем, которые будут рассмотрены далее.



Рисунок 17 – Осадкообразование после смешивания высоковязкой нефти с кислотой [28]

Первым фактором служит образование более вязких и устойчивых эмульсий. Обычно считается, что увеличение кислотности среды ведет к

образованию устойчивых эмульсий типа нефть в воде в силу увеличения твердости образующихся адсорбционных слоев на глобулах воды. Также увеличивается и вязкость данной эмульсии, что приводит к осложнению фильтрации эмульсии в призабойной зоне пласта. Основной причиной данного явления являются асфальтены, при уменьшении кислотности происходит протонирование стабилизирующих асфальтены смолисто-парафиновых оболочек, что приводит к образованию агрегатов, повышающих вязкость и склонных к осаждению (рисунок 17) [15].

Соли металлов способствуют выпадениям осадка, притом стоит уделить внимания ионам железа. Трехвалентный ион железа вероятно способен образовывать комплекс  $\text{HFeCl}_4$ , который имеет большую растворимость в УВ, за счет чего скорость протонирования увеличивается. Ионы двухвалентного железа не так влияют на процесс, как следствие используют восстанавливающие добавки железа до двухвалентного состояния. Источников ионов железа достаточно много, особенно в условиях стареющего оборудования, поэтому влияние железа на эффективность требует учета [28].

### 3 ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Свойства пластовой нефти определяется внешними и внутренними факторами, проявляющими себя до и после формирования залежи. Внутренние факторы, к которым относятся состав исходного материала, характер миграции, особенности нефтематеринской породы и самой залежи, перестают играть роль к началу разработки, формируя нефть определенного состава и свойств.

Распределение свойств в залежи определяется уже как ее строением, так и формой, чем больше перепады в глубинах залегания, например, когда углы падения достаточно высоки, тем больше будет наблюдаться дифференциация свойств в целом. вязкость, плотность, содержание смол и асфальтенов могут расти с глубиной. Давление насыщения, объемный коэффициент, содержание азота и легких углеводородов в свою очередь уменьшаются.

Во время добычи нефти из пласта происходит усиление или ослабление межмолекулярных взаимодействий посредством закачки различных веществ или при изменении термобарических условий, то есть при физико-химическом воздействии на залежь происходят изменения как физико-химических свойств нефти, так и её состава. Перейдем к рассмотрению технологий воздействия на залежь, определяющих изменения свойств пластовых флюидов и добываемой нефти. Во-первых, изменения свойств нефти являются следствием выбора определенного метода разработки. В зависимости от соотношения подвижности нефти и воды может выбираться тот или иной метод. Для добычи нефти повышенной и высокой вязкости используют нетрадиционные методы, в случае если заводнение не даст желаемого результата. К таким методам обычно относят тепловые и газовые, когда воздействие происходит либо за счет передачи энергии от теплоносителя, либо за счет закачки газа. При добыче нефти с использованием заводнения, особенно на поздней стадии разработки, зачастую прибегают к методам МУН. Данная группа методов направлена на мобилизацию остаточной нефти, которая зачастую имеет свойства, отличные от добываемой ранее нефти. С применением методов интенсификации, направленных на

очистку призабойной зоны, также возникают осложнения в случае применения на пластах, содержащих высоковязкую тяжелую нефть.

Рассмотрим влияние применяемых технологий на свойства добываемого флюида. Для подведения итогов изложенный материал сгруппирован в виде блок-схемы (Приложение А). Заводнение является самым распространённым методом и применяется повсеместно. У стабилизированной нефти по мере разработки обычно возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление, во-первых, может быть следствием изменения распределения состава и свойств в залежи. Так при добыче нефти могут последовательно включаться интервалы с нефтью, имеющей различные свойства. Во-вторых, при длительном воздействии водой нефть постепенно вытесняется, увеличивается площадь контакта флюидов, как следствие увеличивается и массообмен. При разработке на режиме истощения или добыче малообводненной нефти эффект растворения незначителен вследствие малого объёма контактирующей с нефтью воды, однако после начинается растворение легких углеводородов и их унос из нефти. При этом вместе с уносом газов в воде растворяются лишь немногие высокомолекулярные соединения, что приводит к тому, что нефть теряет мобильность. Параллельно с отмыванием нефти меняется и структура остаточных запасов. С применением заводнения может возникать ряд осложнений, некоторые из которых можно избежать. При эксплуатации залежи на давлениях близких к давлению насыщения необходимо учитывать риск снижения давления и увеличения влияния режима растворенного газа, нефть теряя газ будет терять мобильность, увеличится ее плотность. Подготовка воды также является важным аспектом перед закачкой, на практике встречались случаи, когда происходит закачка недоочищенной воды с повышенным содержанием кислорода, или происходит бактериальное заражение. Совместимость вод и учет возможного солеобразования также играют важную роль. Оба фактора приводят к ухудшению свойств нефти. Очевидная разница в физико-химических свойствах и составе нефти может наблюдаться уже в

начальный период разработки месторождения (от полугода до полутора лет), но наибольшая отличие наблюдается в свойствах остаточной и извлекаемой нефти.

С применением тепловых методов изменение свойств является определяющим фактором при добыче. В ходе закачки теплоносителя происходят снижение вязкости нефти в сотни раз, упругое расширение пластовых флюидов с понижением плотности, снижение коэффициента растворимости газа в нефти, как следствие выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи, а также дистилляция нефти и смешивающееся вытеснение при закачке пара. Газовые методы основываются на явлении расширения и разжижения нефти при растворении в ней некоторых газов. Положительным явлением выступает снижение межфазного натяжения на границе вода-нефть в случае применения углекислого газа, что способствует вытеснению, улучшает способность воды вытеснять нефть граничных слоев и способность воды смачивать горную породу.

Применение МУН мобилизует остаточную нефть, притом методы охватывают разные ее типы. При применении закачки ПАВ улучшаются смачивающие свойства воды. Также происходит необходимое снижение поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, в результате чего повышается коэффициент вытеснения нефти, мобилизуется остаточная нефть граничных слоев, а также капиллярно удержанная нефть, повышается коэффициент вытеснения. Закачка полимеров нейтрализует наиболее обводненные интервалы в результате чего происходит дренирование новых интервалов незадействованных заводнением, которые с большой вероятностью содержат нефть со свойствами, отличными от ранее добываемой, повышается коэффициент охвата.

Кислотные обработки в случае применения на пластах, содержащих высоковязкую тяжелую нефть за счет повышения кислотности среды влияют как на структурообразование в нефти, может происходить увеличение вязкости и выпадение осадков, так и на формирование устойчивых эмульсий в ПЗП.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Меньшикову Андрею Вячеславовичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Представлены необходимые данные для расчета величин экономического эффекта.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на проведение кислотной обработки скважин определены по нормативным документам ООО «РН– Юганскнефтегаз».
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		02.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7Г	Меньшиков Андрей Вячеславович		02.04.2021



#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен ряд технологий, потенциально вызывающих изменение свойств нефти, которые могут как позитивно, так и негативно сказываться на количествах добываемой продукции. Одной из технологий, вызывающей осложнения при добыче нефти является кислотная обработка, в следствии применения в некоторых случаях может происходить выпадение веществ призабойной зоны пласта (ПЗП) и закономерное снижение добычи. Однако, данное мероприятие при правильном подборе скважин-кандидатов и планировании изменения свойств нефти может выполняться успешно. Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт при выполнении условий проведения.

Применение кислотных обработок (КО) зачастую бывают самым распространенным методом воздействия на ПЗП и успешно применяются для восстановления проницаемости и достижения предполагаемых уровней добычи нефти. Далее будет приведен расчет экономической эффективности проведения кислотной обработки на скважине-кандидате.

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 5.

Объём внедрения КО (количество проведённых кислотных обработок), объём добычи нефти до проведения КО и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 2020 год. В компании одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия и эффективности добычи нефти являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые направлены на повышение производительности скважин. Наиболее часто применяемым видом ГТМ в компании является обработка призабойной зоны пласта кислотными композициями, такими как солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО).

Таблица 5 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметр	Обозначение	СКО	ГКО
Объём внедрения КО, ед. обработок	N	342	190
Стоимость нефти (товарная), руб./т	$C_H$	19870	19870
Общие затраты на проведение КО, тыс. руб.	$Z_{об}$	19304,19	11749,98
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8204,5	8204,5
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	$C_1$	16182,7	16182,7
Себестоимость нефти после проведения КО, руб./т	$C_2$	16182,5	16182,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	H	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	$Q_{H1}$	2964,011	1556,982
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	$Q_{H2}$	2967,773	1559,642

Товарная стоимость нефти (нефть марки Urals), а также себестоимость до и после проведения КО приведены в экономической сводке ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Общие затраты на проведение КО, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно-заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие) указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов ООО «РН-Юганскнефтегаз» [29,30]. Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Кислотные обработки проводятся с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без

дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь также на методических указаниях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$З = \frac{З_{об}}{N}, \quad (16)$$

где  $З_{об}$  – общие затраты на проведение КО, тыс. руб.;

$N$  – объём внедрения КО, ед. обработок.

$$З_{СКО} = \frac{19304,19}{342} = 56,445 \text{ тыс. руб./обработка,}$$

$$З_{ГКО} = \frac{11749,98}{190} = 61,842 \text{ тыс. руб./обработка.}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО на всех скважинах рассчитывается следующим образом:

$$\Delta Q_H = Q_{H2} - Q_{H1}, \quad (17)$$

где  $Q_{H1}$  – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

$Q_{H2}$  – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

$$\Delta Q_{H\text{СКО}} = 2967,773 - 2964,011 = 3,762 \text{ тыс. т,}$$

$$\Delta Q_{H\text{ГКО}} = 1559,642 - 1556,982 = 2,660 \text{ тыс. т.}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на единичную скважину) можно рассчитать по формуле:

$$\Delta Q_{H1об} = \frac{\Delta Q_H}{N}, \text{ тыс. т,} \quad (18)$$

где  $\Delta Q_H$  – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

$N$  – объём внедрения КО, ед. обработок.

$$\Delta Q_{H1об\text{СКО}} = \frac{3,762}{342} = 0,011 \text{ тыс. т,}$$

$$\Delta Q_{H1об\text{ГКО}} = \frac{2,660}{190} = 0,014 \text{ тыс. т.}$$

Расчет измерения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

#### **4.1 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок**

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}_{106} = C_H \cdot \Delta Q_{H106} - \text{УПР} \cdot \Delta Q_{H106} - \mathcal{Z}, \quad (19)$$

где  $\Delta Q_{H106}$  – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т;

$C_H$  – стоимость нефти (товарная), руб./т;

УПР – условно–переменная часть расходов в себестоимости нефти, (51% от себестоимости нефти), руб./т;

$\mathcal{Z}$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\mathcal{E}_{106} = 19870 \cdot 0,011 - 8204,5 \cdot 0,011 - 56,445 = 71,876 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_{106} = 19870 \cdot 0,014 - 8204,5 \cdot 0,014 - 61,842 = 101,475 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет годовой экономической эффективности, после проведения кислотных обработок, проводится по формуле:

$$\mathcal{E}_Г = C_2 \cdot Q_{H2} - C_1 \cdot Q_{H1} - H \cdot \Delta Q_H, \quad (20)$$

где  $Q_{H1}$  и  $Q_{H2}$  – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

$\Delta Q_H$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

$C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т;

$H$  – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т дополнительной добычи нефти, руб./т.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{Г\text{СКО}} &= 16182,5 \cdot 2967,773 - 16182,7 \cdot 2964,011 - 53 \cdot 3,762 \\ &= 60086,38 \text{ тыс. руб.}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{Г\text{ГКО}} &= 16182,5 \cdot 1559,642 - 16182,7 \cdot 1556,982 - 57 \cdot 2,660 \\ &= 42582,43 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

## 4.2 Расчёт чистой прибыли предприятия

Расчет чистой прибыли ООО «РН-Юганскнефтегаз» от проведения обработки кислотными композициями основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\text{ЧП} = \mathcal{E}_Г - \text{НДПИ} \cdot \mathcal{E}_Г - N_{\Pi} - \mathcal{Z}_{об}, \quad (21)$$

где НДС – налог на добычу полезных ископаемых (0% в соответствии подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ), %;

$N_{\Pi}$  – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

$Z_{об}$  – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

$$ЧП_{СКО} = 60086,38 - 0,2 \cdot 60086,38 - 19304,19 = 28764,91 \text{ тыс. руб.},$$

$$ЧП_{ГКО} = 42582,43 - 0,2 \cdot 60086,38 - 11749,98 = 22315,97 \text{ тыс. руб.}$$

При условии, что нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенная к баженовским продуктивным отложениям равен 0 (нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией и др. подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ).

### **Заключение к разделу**

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения солянокислотных и глинокислотных обработок призабойной зоны пласта. Удельный экономический эффект от солянокислотной обработки единичной скважины составил 71,876 тыс. руб., а от глинокислотной обработки 101,475 тыс. руб. Годовой экономический эффект после СКО вышел 60086,38 тыс. руб., что больше, чем после ГКО (42582,43 тыс. руб.) в силу разного количества операций. При использовании СКО на 342 скважинах чистая прибыль составила 28764,91 тыс. руб., а при ГКО на 190 скважинах – 22315,97 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного вида ГТМ на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» приносит существенный экономический эффект. Но необходимо учитывать различные факторы, в число которых входят и свойства флюида

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Меньшикову Андрею Вячеславовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>Оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовые площадки месторождений, находящихся на последних стадиях разработки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; -ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования; -ИПБОТ 137-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Список вредных факторов: -загрязняющие вещества в воздухе; -отклонение показателей климата на открытом воздухе; -превышение уровня шума и вибрации. Список опасных факторов: -высокое давление; -механические опасности; -повышенное значение напряжения.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	-атмосфера: загрязнение воздуха; -гидросфера: загрязнение подземных и поверхностных вод; -литосфера: загрязнение почвенного и растительного покрова.

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	-возникновение пожара -поломка оборудования -ожог кислотой
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		02.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меньшиков Андрей Вячеславович		02.04.2021

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

При рассмотрении нефтегазовой отрасли, производственная деятельность в ней всегда сопряжена воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов, как следствие обеспечение безопасных условий труда и обеспечение функционирования производственных объектов без возникновения опасных ситуаций – одни из основополагающих целей, к которым должно стремиться руководство предприятия.

Для обеспечения проектных уровней добычи нефти на последних стадиях разработки месторождения распространено применение различных методов интенсификации притока, которые могут оказывать влияние на изменение свойств пластовых флюидов. К числу таких методов относят кислотные обработки. Это технологические мероприятия, проводимые на отобранных скважинах-кандидатах в сопровождении как бригады текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС), так и операторов по добыче нефти и газа (ДНГ) и обуславливающиеся рядом вредных и опасных факторов.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Законодательством регулируются отношения между организацией и работникам, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Работы по кислотным обработкам проводятся бригадами ТКРС в сопровождении операторов ДНГ, которые работают вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [31].

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода



регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.) [ТК РФ г. 47].

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть отпрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление в целях безопасности при проведении мероприятия. В ходе опрессовки и подготовки линий персонал работает стоя, рабочее место на насосных аппаратах ЦА-320 во время закачки должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда согласно ГОСТ 12.2.033-78 [32]. Кресло водителя агрегата, регулирующего подачу рабочего агента должно обеспечивать длительное поддержание основной рабочей позы в процессе трудовой деятельности в соответствии с ГОСТ 21752-76 [33] по причине того, что закачка проходит несколько часов, а водитель должен постоянно контролировать процесс.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации. После завершения закачки кислотных растворов оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость согласно ИПБОТ 137-2008 [34].

## **5.2 Производственная безопасность**

Управление процессом закачки рабочего агента при кислотной обработке осуществляется бригадой ТКРС и оператором ДНГ, рабочим местом является скважина, совокупность оборудования и техники, участвующая в проведении мероприятия. При выполнении работ, согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные

факторы. Классификация» могут иметь место следующие факторы, представленные в таблице 6.

Таблица 6 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Обслуживание	Изготовления	Эксплуатация	
1) Загрязняющие вещества в воздухе;	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [35]; ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [36]; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [37].
2) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [38].
3) Превышение уровней шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [39];

4) Высокое давление;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [40].
5) Механические опасности;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [40]. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [41]
6) Повышенное значение напряжения;	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [42].

### **Анализ вредных факторов:**

#### **1. Загрязняющие вещества в воздухе**

В ходе проведения работ на месте операторов в воздух могут попасть пары агрессивных химических веществ, закачиваемых в скважину, среди которых в качестве основы всегда встречаются плавиковая и соляная кислота. Оксид углерода СО также (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше предельной допустимой концентрации (ПДК), вызывает отёк лёгких, острые отравления. Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

Также при работе на скважинах и на блочных установках замера продукции, с которыми при работе будут контактировать операторы, возможно

повышение концентрации в воздухе легких углеводородов. Анализ воздушной среды в данном случае производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. Для обеспечения безопасности рабочего персонала при работе в загазованных помещениях следует применять защитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. В случае необходимости проведения газоопасных работ у персонала необходимо наличие наряда-допуска.

Предельно допустимые концентрации для приведенных веществ согласно ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 1.2.3685-21: оксид углерода – 20 мг/м<sup>3</sup>; плавиковая кислота, БФФА – 0,5 мг/м<sup>3</sup>; соляная кислота – 5 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды предельные С<sub>2</sub>-С<sub>10</sub> – 900 мг/м<sup>3</sup>; уксусная кислота – 5 мг/м<sup>3</sup>.

## 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Также при снижении температуры до определенного уровня работы не могут проводиться в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 (таблица 7). При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года

Таблица 7 – Погодные условия, в которых не разрешено работать

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15

## 3. Превышение уровней шума

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные

(взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 8).

Таблица 8 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА по ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ

Критерии напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 3 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать средства индивидуальной защиты, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

#### **Анализ опасных факторов:**

##### **1. Высокое давление**

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Также большую опасность представляют собой нагнетательные линии высокого давления, предназначенные для закачки рабочего агента. Для обеспечения безопасности при работе вблизи них обязательны контроль сборки, опрессовка, а также обязательная расстановка оборудования в соответствии с технологической схемой и расположение персонала на безопасном расстоянии во время проведения обработки скважины.

## 2. Механические опасности

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при свинчивании-развинчивании разборных частей и работе с задвижками. При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств, задвижек; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом

или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

### 3. Повышенное значение напряжения

При нахождении на кустовой площадке оператор может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) (ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ). В руководящем документе также приводятся возможные воздействия тока на организм человека (таблица 9).

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Таблица 9– Воздействие тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

### 5.3 Экологическая безопасность

В ходе проведения мероприятий по обработке кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно–

допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах. Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении.

### **Защита атмосферы**

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

### **Защита гидросферы**

В ходе работ по проведению обработки кислотами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например: загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов); утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости,



обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

### **Защита литосферы**

При проведении кислотной обработки происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ. Чтобы избежать дополнительное загрязнение призабойной зоны пластов из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Мероприятия можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении работ по кислотной обработке скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям, а в случае порыва трубопроводов нагнетания немедленно одеть средств защиты, выключить подачу химических реагентов и

принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

#### **Заключение к разделу**

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на безопасность работников и обоснованы мероприятия по их устранению, рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих при выполнении мероприятий по кислотной обработке, приведены организационные мероприятия при ее проведении, изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или снизить вероятный причиняемый ущерб здоровью и жизни до минимального уровня.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проанализированы свойства пластовых флюидов и технологии, определяющие их изменения в ходе разработки, проведен факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов.

Изменение свойств нефти во многом определяют эффективность разработки с применением нетрадиционных методов, таких как тепловые или газовые, а при использовании заводнения изменения параметров пластовых флюидов во многом носят негативный характер и требуют учета при проектировании технологических мероприятий, в том числе по доработке в силу изменения структуры остаточных запасов. Также изменения свойств добываемой нефти могут служить в качестве маркеров, говорящих о том, какие процессы происходят внутри пластовой системы, характерно изменение свойств при включении новых интервалов в разработку. С осторожностью необходимо применять и методы интенсификации притока с учетом возможной реакции пластовой системы, с применением кислотных обработок в случаях высоковязкой нефти наблюдается влияние на фильтрацию в призабойной зоне.

В ходе разработки месторождения, свойства флюидов нуждаются в уточнении для контроля разработки и обоснования технологических мероприятий. Действующая база документов в сфере изучения свойств пластовых флюидов требует доработки и обновления, о чем говорят работы многих исследователей.

Также в работе проведен расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта, были рассмотрены два варианта проведения мероприятия – солянокислотная обработка и глинокислотная обработка. В первом случае при использовании на 342 скважинах чистая прибыль составила 28764,91 тыс. руб., а во втором на 190 скважинах – 22315,97 тыс. руб.

Были представлены меры производственной безопасности при проведении кислотных обработок скважин, возникающие вредные и опасные факторы, а также правовые вопросы обеспечения безопасности работников.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
2. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений / Д. М. Шейх-Али. – Уфа: БашНИПИнефть, 2001. – 140 с.
3. Закиров Д. Р. Выбор оптимальных условий для рекомбинирования проб пластовых флюидов / Д. Р. Закиров, Е.Н. Чернов, П.В. Павлов, С.В. Торин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №1. – С. 41-45.
4. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
5. Хазнаферов А. И. Исследование пластовых нефтей / А. И. Хазнаферов. – М.: Недра, 1987. – 116 с.
6. Bahadori A. Fluid Phase Behavior for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs / A. Bahadori – Gulf Professional Publishing, 2017 – 533 p.
7. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 680 с.
8. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 8. – С. 104-111.
9. Канзафаров Ф. Я. Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения / Ф. Я. Канзафаров, Р.Г. Джабарова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №4. – С. 4-9.
10. Ольховская В. А. Корреляция свойств извлекаемой нефти с особенностями поведения пластовых систем / В.А. Ольховская, Л. Н. Баландин, Ю. П. Борисевич, Г. З. Краснова // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 21-29.

11. Титов В. И. Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (Обзор) / В. М. Березин, В. В. Гизатуллина, В. С. Ярыгина // Тектоника и нефтегазоносность Башкирии. – Уфа: УфНИИ, 1983. – С. 43-50.
12. Тульбович Б.И. Методы изучения коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
13. Злобин А.А. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа / А.А. Злобин, И.Р. Юшков // Вестник Пермского Университета. – 2014. – №3. – С. 68-79.
14. Fundamentals of Wettability / Wael Abdallah [et al.] // Oilfield Review – 2007. – vol. 19. – №2 – p. 44-61.
15. Rashid S.H. Al-Maamari Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting: The Potential for Wettability Changes During Oil Production. / S.H. Rashid Al-Maamari, Jill S.B. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – 2003. – vol. 16. – №4 – p. 210-214.
16. Эбзеева О.Р. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов / О.Р. Эбзеева, А.А. Злобин // Вестник Пермского Университета. – 2012. – №2. – С. 87-94.
17. Канзафаров Ф.Я. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений с учетом изменения свойств пластовых систем: дис. ... канд.техн.наук. – Нижневартовск, 2014 г.
18. ОСТ-153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей/ ВНИИнефть. М., 2003.
19. Гужиков П.А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов / П.А. Гужиков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С.124–128.
20. Брусиловский А.И. Проблемы отсутствия единой нормативно-методической базы при обосновании свойств пластовых флюидов и опыт компании ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» в их решении / А.И. Брусиловский, И.О. Промзелев, С.А. Федоровский // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 – № 3(5) сентябрь. – С. 65-70

21. Брусиловский А.И. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации / А.И. Брусиловский, Т.С. Ющенко // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2016 - № 1(1) октябрь. – С. 38-43
22. Ашмян К.Д. Экспресс-метод исследования пластовых нефтей / К.Д. Ашмян, С.Г. Вольпин, А.К. Пономарев, О.В. Ковалева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 95-97.
23. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
24. Подбор состава вытесняющего газа для условий нефтяного месторождения Центрально-Хорейверского поднятия / А.А. Медведев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 94-97.
25. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов / Н.И. Слюсарев – М.: Изд-во СПГИ, 2003. – 78 с.
26. Таирова С.В. Гелеобразующие составы как метод повышения нефтеотдачи пластов / С.В. Таирова // Вестник недропользователя. – 2002. – №8. – URL: <http://www.oilnews.ru/8-8/geleobrazuyushhie-sostavy-kak-metod-povysheniya-nefteotdachi-plastov/> (дата обращения: 12.05.2021).
27. Изменение состава и свойств нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи / А.А. Нафиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 100-103.
28. Давлетшина Л.Ф. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин / Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, П.С. Михайлова // Территория Нефтегаз. – 2016. – №4. – С.90-96.
29. Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2011. – 46 с.
30. Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2007. – 44 с.

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
32. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
33. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.
34. ИПБОТ 137-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин.
35. СП 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
36. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
37. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
38. СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
42. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

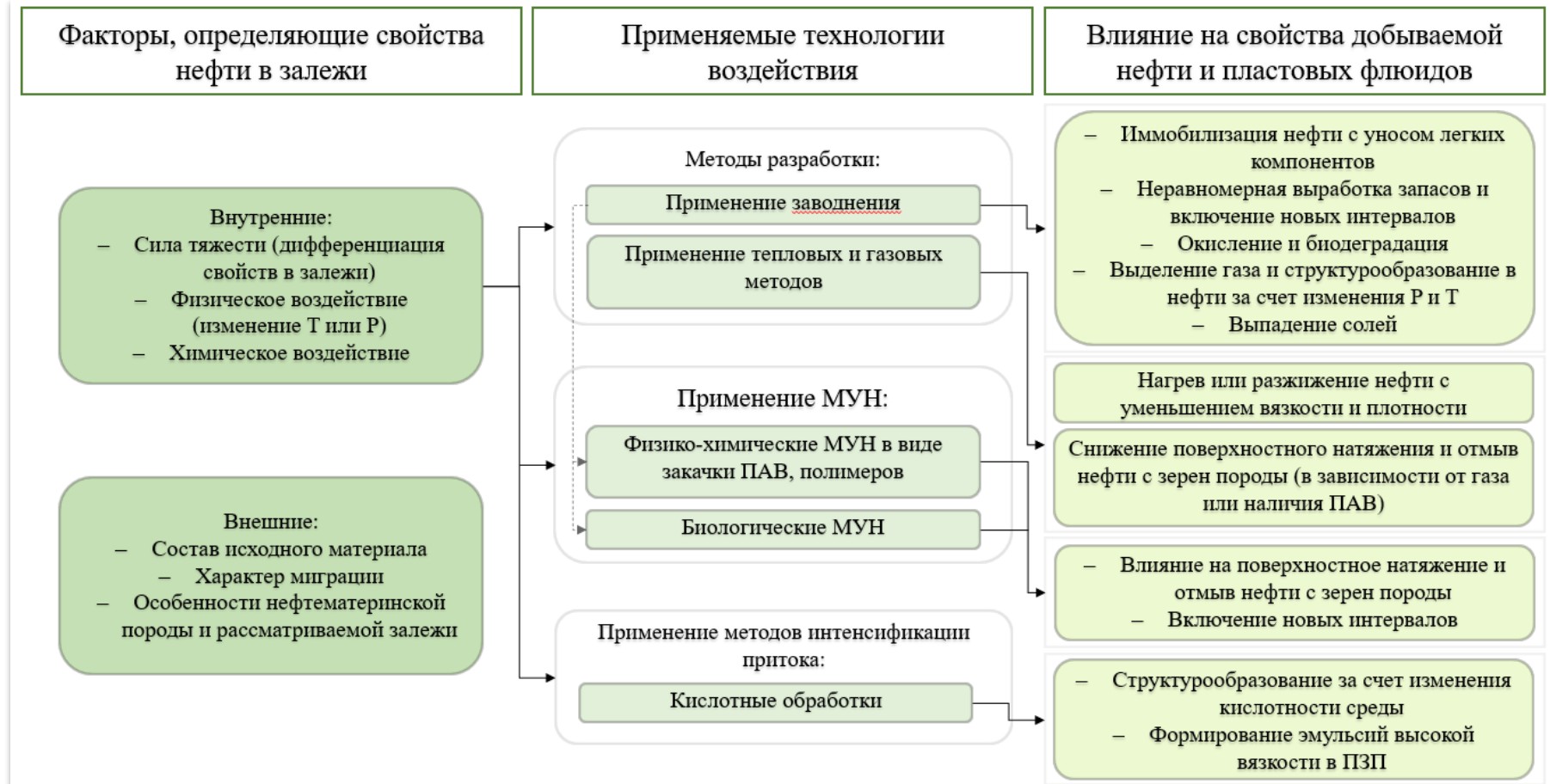


Рисунок 18 – Факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов