

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Школьная Анна Владиславовна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Школьная Анна Владиславовна

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>				
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Характеристика физико-химических показателей нефти, механизм изменения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях, интенсификация компонентного состава и РVT-свойств пластовых флюидов, дифференциация нефтей по составу и физико-химическим свойствам, влияние нефтewытесняющих композиций и ГРП на состав и свойства нефти.</p>				
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Раздел</th> <th style="width: 50%;">Консультант</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>		Раздел	Консультант		
Раздел	Консультант				

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

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Школьная Анна Владиславовна		09.02.2023

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Школьная Анна Владиславовна

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Влияние методов повышения нефтеотдачи на физико-химический состав пластовых флюидов в процессе разработки нефтяных месторождений	30
27.03.2023	Влияние применения методов повышения нефтеотдачи на изменение физико-химического состава пластовых флюидов	30
24.04.2023	Анализ и рекомендации	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Школьная Анна Владиславовна		09.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 133 страниц, в том числе 29 рисунков, 27 таблицы. Список использованных источников содержит 45 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: состав пластовых флюидов, физико-химический состав нефти, пластовые флюиды, изменения состава нефти, преобразования нефти при разработке.

Объектом исследования является нефть.

Цель исследования – повышение нефтеотдачи в результате изменения физико-химического состава пластовых флюидов.

В данной работе анализируются характеристики физико-химических показателей нефти, механизмы изменения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях, интенсификация компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов.

В процессе исследования рассмотрены свойства нефти, принципы их изменения при влиянии различных факторов, которые могут проявлять себя в ходе разработке месторождений. Проведен анализ методологий и технологий исследования свойств и состава нефти, а также анализ PVT-исследований. Рассмотрены методы идентификации компонентного состава и моделирования свойств углеводородов в залежи.

Область применения: нефтяные и нефтегазовые месторождения.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
1.1 Характеристика физико-химических показателей нефти	13
1.2 Механизм изменения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях	22
1.3 Идентификация компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов	38
2 ВЛИЯНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ	55
2.1 Процесс дифференциации нефтей по составу и физико-химическим свойствам.....	56
2.2 Дифференциация нефтей по химическому составу и физико-химическим свойствам по примеру месторождений самарской области	63
2.3 Анализ влияния нефтewытесняющих композиций на состав и свойства высоковязких нефтей .	67
2.4 Изучение влияния нефтewытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей.....	78
2.5 Анализ изменения состава и свойств добываемой нефти в результате проведения ГРП	84
3 ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	90
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ	94
4.1 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок	97
4.2 Расчёт чистой прибыли предприятия	97
4.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность»	98
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	102
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
5.2 Производственная безопасность.....	108
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	109
5.3 Экологическая безопасность	118
5.3.1 Защита атмосферы	118
5.3.2 Защита гидросферы.....	120
5.3.3 Защита литосферы.....	121
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	123
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	133

ВВЕДЕНИЕ

За прошедшее десятилетие в структуре российских запасов существенно возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Вопрос освоения ресурсов таких нефтей особенно актуален сейчас, в связи со снижением в последнее время объемов прироста запасов легкой нефти.

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости (10000 мПа и более в пластовых условиях), повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи [1,2].

Поэтому, физико-химический состав нефти играет важную роль в принятии проектных и технологических решений в процессе разработки и добычи нефтяных углеводородов, а также продуктов их переработки. Состав нефти в начале разработки может кардинально отличаться от состава нефти, добываемой на последней стадии разработки, вследствие воздействия на залежь различными методами увеличения нефтеотдачи, что в последствии существенно сказывается на процессе ее извлечения. Поэтому, изменение состава и свойств нефти в ходе эксплуатации месторождения следует принимать во внимание при выборе методов разработки остаточных запасов.

Целью работы является: повышение нефтеотдачи в результате изменения физико-химического состава пластовых флюидов.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать физико-химические свойства пластовых флюидов нефтяных месторождений;
2. Определить влияние методов увеличения нефтеотдачи на изменение физико-химический состав пластовых флюидов;

3. Влияние закономерность изменения физико-химических свойств нефти после проведения методов увеличения нефтеотдачи в процессе разработки месторождений с различными геологическими условиями.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

МУН – Методы увеличения нефтеотдачи;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

PVT – давление-объем-температура;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества.

1 АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ 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.

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

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.

Проблема изменения состава и свойств нефти в процессе разработки месторождений нефти с использованием МУН изучается в Институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН под

руководством Петровой Л.М., Халитова Г.Г., в ООО «Омега-К» под руководством Сорокина В.Д., Сорокина А.В.

Российская академия наук ИХН СО РАН с января 1970 года начал свою деятельность в нефтяной отрасли. Главные аспекты института - добыча нефти, решения проблем повышения нефтеотдачи пластов, влияния МУН на состав и свойства пластовых флюидов. С 1992 года проводятся интенсивные исследования, связанные изучением изменения свойств и состава нефти в лабораторных условиях. Предложен новый способ изменения реологических свойств высоковязких нефтей с помощью вибрационного воздействия.

В настоящее время было выпущено более трех патентов с новыми способами повышения нефтеотдачи, а также составов для интенсификации разработки низкопродуктивных залежей высоковязкой нефти под руководством профессора кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии - Алтуниной Л.К. Важную роль в данных патентах уделяют изменениям состава и свойств нефти под действием разработанных технологий [3].

1.1 Характеристика физико-химических показателей нефти

Нефть относят к основным полезным ископаемым, она представляет собой дисперсную коллоидную систему со сложной молекулярной организацией. Основными параметрами, характеризующими нефть в пластовых и поверхностных условиях, являются плотность, вязкость, давление насыщения, газосодержащие, объемный коэффициент, сжимаемость.

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, на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве. Важно отметить, что нефть различается своим составом не только в разных

залежах, но и в пределах одной нефтяной части залежи. Поэтому одной из главных причин изменения свойств нефти - ее состав.

По содержанию серы, парафинов, смол и асфальтенов есть классификации, утвержденные распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. №3-р [4].

Классификации приведены ниже в таблицах 1-3, соответственно.

Таблица 1 – Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5-1,0	Среднесернистые
1,0-3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистая

Таблица 2 – Классификация нефтей по количеству парафинов

Содержание парафинов, %	Типы нефти
Менее 1,5	Малопарафинистые
1,51-6,0	Парафинистые
Более 6,0	Высокопарафинистые

Таблица 3 – Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

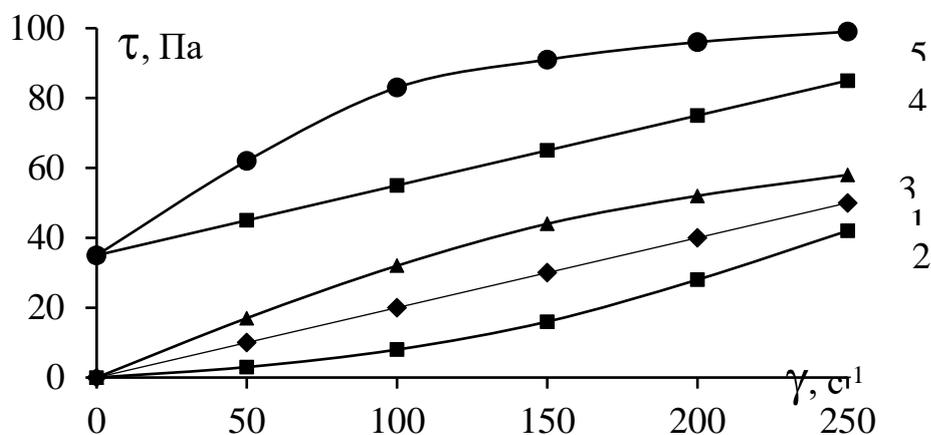
Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
Более 15	Высокосмолистые

Одним из доказательств того, что состав на прямую влияет на свойства нефти – это аномальность поведения нефтей некоторых месторождений. Наличие в составе сложных структурных единиц (ССЕ), придающих таким нефтям специфические реологические свойства, заметно отличают их от обычных жидкостей. Деформации бывают обратимыми (упругими) и необратимыми (пластичными). Течение жидкостей представляют собой бесконечно большие и необратимые деформации, которые происходят под действием внешней силы.

По реологическим характеристикам можно привести следующую классификацию жидкости:

- ньютоновские - вязкость которых постоянна при фиксированной температуре и не зависит от скорости сдвига;
- неньютоновские - вязкость которых зависит от скорости сдвига;
- псевдопластические - при увеличении скорости сдвига вязкость таких жидкостей уменьшается;
- дилатантные - при увеличении скорости сдвига вязкость таких жидкостей увеличивается;
- вязкопластичные или бингамовские пластики – при приложении некоторого значения напряжения сдвига, называемого критическим (предельным или пороговым), система не течет, а после превышения его начинает необратимо деформироваться.

Исследование поведения неньютоновских жидкостей обычно проводят на ротационных вискозиметрах и по полученным результатам строят полные реологические кривые течения (рисунок 1), представляющие собой графические зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига.



- 1 – ньютоновская жидкость (маловязкая нефть); 2 – дилатантная жидкость (высоковязкая нефть и полимерный раствор); 3 – псевдопластическая жидкость (цементный раствор); 4 – бингамовские пластики; 5 – вязкопластичные жидкости

Рисунок 1 – Реологические кривые течения

Асфальтены и высокомолекулярные парафиновые углеводороды – те компоненты, которые в определенных условиях обуславливают проявление

неньютоновских свойств, т.е. вязкость нефти становится переменной величиной, зависящей от напряжения сдвига.

Асфальтены не образуют истинных растворов в нефти, а находятся в ней в виде частиц, которые имеют размеры $4 \cdot 10^{-8}$ мкм и выше, и способны взаимодействовать друг с другом. В результате их взаимодействия в нефти образуются непрочные пространственные структуры, которые под действием теплового движения молекул нефти циклично разрушаются и восстанавливаются [5].

Так как вязкость нефти, является переменной от напряжения сдвига, о чем говорилось ранее, то можно сказать, что при изменении напряжения сдвига меняется устойчивость структуры и сама вязкость. Время существования структур, интенсивность взаимодействия частиц, образующих структуру, и ее прочность зависят от содержания в нефти ароматических углеводородов, смол, содержания и состава попутного газа, а также от температуры и давления. Стоит отметить, что если в составе нефти присутствует достаточное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов, то структурные связи могут образовывать и они, но при условии, что температура будет ниже температуры насыщения нефти парафином.

Из-за сложности состава нефти в большинстве случаев без проведения специальных исследований нельзя точно сказать, что та или иная нефть обладает аномальной вязкостью. Необходимо измерить вязкость нефти в широком диапазоне напряжений сдвига, а особенно при низких значениях, соответствующих пластовым условиям.

Важно разделять добываемую и товарную нефть. После извлечения нефти на поверхность, она поступает в систему сбора и подготовки, где ее очищают от механических примесей, удаляют воду и далее стабилизируют. Этот процесс предназначен для того, чтобы довести нефть до нужного качества, допускающего транспортировку по магистральному трубопроводу и соответствующего свойствам товарной нефти, которые, в свою очередь,

регламентируются соответствующим стандартом [6]. Данный документ подразделяет нефть на классы, типы, группы и виды, в зависимости от содержания серы, сероводорода, воды, плотности и т.д. Стоит отметить, что с 2020 года разработан новый стандарт, который начинает действовать с 2025 года [7].

По данному стандарту в зависимости от массовой доли серы в нефти, ее подразделяют на классы, данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Классы нефти

Класс	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	$\leq 0,60$
2	Сернистая	0,61-1,80
3	Высокосернистая	1,81-3,50
4	Особо высокосернистая	$\geq 3,50$

Массовая доля парафина для предприятий Российской Федерации не нормируется, для экспорта не более 6 %.

По степени подготовки делят нефть на три группы, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группа		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов подразделяют нефть на два вида, представленных в таблице 6.

Таблица 6 – Виды нефти

Наименование показателя	Виды нефти	
	1	2
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100

Рассмотрим определяющие физические свойства пластовой нефти. Первый параметр - плотность. Плотность характеризует количество массы

вещества, в единице объёма, во многом зависит от состава, для легкой нефти она обычно меньше 850 кг/м^3 , а для тяжелой выше данной величины. Классификация данного параметра представлена в таблице 7 [4].

Таблица 7 – Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 20° и 0,1 МПа, г/см	Типы нефти
до 0,830	Особо легкая
0,831-0,850	Легкая
0,851-0,870	Средняя
0,871-0,895	Тяжелая
более 0,895	Битуминозная

Расчетная формула представлена ниже:

$$\rho = \frac{M}{V}, \quad (1)$$

Далее рассмотрим один из самых важных параметров нефти, являющегося мерой ее мобильности – вязкость. Под вязкостью подразумевают свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении. 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 классифицируется на пять типов, которые представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Классификация нефтей по вязкости

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Существует две разновидности вязкости: динамическая или абсолютная и кинетическая.

Динамическую вязкость можно рассчитать по закону Ньютона. В соответствии с этим законом, сила внутреннего трения между слоями пропорциональна площади и градиенту разности скоростей слоев по толщине:

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}, \quad (2)$$

За единицу динамической вязкости принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в 1Н (Ньютон) на площади 1 м² между слоями, движущимися на расстоянии 1 м с относительной скоростью 1м/сек. Размерность динамической вязкости: [μ]=Па·с. (Паскаль-секунда).

Кинематическая вязкость - мера потока имеющей сопротивление жидкости под влиянием силы тяжести, выражается в м²/с. Рассчитать ее можно по формуле:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (3)$$

В реологии, помимо динамической и кинематической вязкости, также выделяют эффективную вязкость. Как упоминалось ранее, нефти с высоким содержанием в них асфальтенов, смол и парафинов (АСП), являются высоковязкими с аномальными свойствами. Такие нефти не имеют постоянной (справочной) вязкости, а характеризуются величиной эффективной вязкости. Эффективная вязкость псевдопластичной жидкости рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{эфф}}^* = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}, \quad (4)$$

где, τ – напряжение сдвига, Па;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹.

Следовательно, указывая вязкость, необходимо приводить не только её температуру, но и скорость сдвига.

Эффективная вязкость вязкопластичных жидкостей рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{пл}}^* = \frac{\tau - \tau_{\text{кр}}}{\dot{\gamma}}, \quad (5)$$

где, τ – напряжение сдвига, Па;

τ – критическое значение напряжения сдвига, Па;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹.

Зависимость вязкости от напряжения сдвига более подробно будет раскрыта в пункте 1.2.

Вязкость напрямую влияет на коэффициент извлечения нефти (КИН) 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 [8].

Параметр, характеризующий объем газа в стандартных условиях, находящийся в единичном объеме пластовой нефти называется газосодержанием и рассчитывается по формуле:

$$R_s = \frac{V_{г.св}}{V_{н.пл}}, \quad (6)$$

Выражается величина в м³/м³ 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 пластовое давление превышает значение давления насыщения нефти газом нефть считается недонасыщенной, или наоборот насыщенной газом.

Перейдем к рассмотрению давления насыщения. Оно представляет собой максимальное давление, при котором растворённый газ начинает выделяться из нефти при изотермическом её расширении в условиях термодинамического равновесия.

В пластовых условиях до начала разработки залежи давление насыщения может соответствовать пластовому давлению (нефть полностью насыщена газом) или быть меньше его (нефть недонасыщена газом), но не может быть больше пластового давления.

Пробы нефти, отобранные из одной и той же залежи, имеют разные показатели по величине давления насыщения. Это связано с изменением состава газа, нефти и их свойств в пределах залежи, а также с влиянием

изменения температуры, вследствие теплообмена с окружающими горными породами и работы погружного оборудования. Расчет давления насыщения в зависимости от температуры, при постоянном количестве растворенного газа в нефти, можно вычислить по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова, и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота.

$$P_{\text{нас } t} = P_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{OM}}(y_{\text{M}} - 0,8y_{\text{A}})}}, \quad (7)$$

где, $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{\text{пл}}$, МПа;

t – текущая температура, °С;

Γ_{OM} – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т;

y_{M} , y_{A} – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

Параметр, который тесно связан с газосодержанием – объемный коэффициент, величина которого характеризует соотношение объема нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности при дегазации. После дегазации нефти 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]. Используя объемный коэффициент, можно предопределить «усадку» нефти, т. е. установить уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. Рассчитывается «усадка» нефти по формуле:

$$u = \frac{b-1}{b}, \quad (8)$$

При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью пересчетного коэффициента:

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{V_{\text{дег}}}{V_{\text{п.н}}} = \frac{\rho_{\text{пл.н}}}{\rho_{\text{H}}}, \quad (9)$$

где, b – объемный коэффициент, показывающий, какой объем занимает в поверхностных условиях 1 м^3 дегазированной нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$V_{\text{пл}}$ – объем нефти в пластовых условиях, м^3 ;

$V_{\text{дег}}$ – объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и температуре равной $200 \text{ }^\circ\text{C}$, м^3 ;

$\rho_{\text{пл.н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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.

Рассчитывается данный коэффициент по формуле, представленной ниже:

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}}, \quad (10)$$

Как и все жидкости, нефть обладает упругостью, то есть способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Называется данное физическое свойство - сжимаемость нефти. Данный параметр характеризует относительное изменение объема при изменении давления на единицу. Принимается, что величина не зависит от давления и выражается в $1/\text{Па}$. Сжимаемость может быть рассчитана следующим образом:

$$c_0 = - \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, \quad (11)$$

Сжимаемость для разных типов нефти обычно принимает значения от 1 до $5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/Па}$ [7].

1.2 Механизм изменения физико-химических свойств в пластовых и поверхностных условиях

Помимо состава, на свойства пластовых флюидов также влияют условия, в которых они залегают, т.е в каком термодинамическом состоянии они находятся. Давление и температура - два главных переменных условия,

характеризующих природный резервуар; изменения давления и температур - одна из форм накопления и сохранения энергии. С изменением одного или обоих параметров изменяются и объемы пород и главным образом объемы флюидов, содержащихся в этих породах.

Важно понимать, что нефть в каждой залежи - уникальна, как уже упоминалась ранее, в пределах одной залежи ее состав и свойства могут значительно отличаться, а, следовательно, и ее термодинамическое состояние. В отдельном блоке залежи пластовые флюиды могут находиться в неравновесном термодинамическом состоянии, установление этого равновесия частично происходит путем диффузии, которая по самой своей природе является очень медленным процессом. Когда пластовые флюиды подвергаются другим более быстрым процессам, это может препятствовать установлению равновесия.

В качестве примера можно привести исследования физико-химических свойств и состава нефти Ромашкинского месторождения в пластовых и поверхностных условиях [9]. Анализы параметров выполнены по следующим площадям месторождения: Южно-Ромашкинская, Альметьевская, Миннибаевская, Абдрахмановская, Зай-Каратайская, Алькеевская.

Исследование свойств нефти Южно-Ромашкинской площади пашийского горизонта проводилось по пробам, отобраным из 7 близлежащих скважин. Исследования показали, что газовый фактор снижается от 66,7 до 56,7 м³/т; давление насыщения от 86,6 до 75,1 МПа, объемный коэффициент - от 1,178 до 1,150 м³/м³. Вязкость повышается от 2,61 до 3,9 мПа·с; плотность пластовой нефти повышается от 778,0 до 809,3 кг/м³, а сепарированной нефти от 850,0 до 868,7 кг/м³. Данные анализов поверхностных проб свойства нефти показывают следующие изменения: кинематическая вязкость при 20° С повышается от 10,26 до 12,19·10⁻⁶ м²/с; асфальтенов - от 3,45 до 4,4 % мас.общей, серы - от 1,03 до 1,24 % масс; парафинов - от 1,18 до 1,55 % мас; смол от 11,0 до 12,47 % мас.

На остальных перечисленных площадях, также брались пробы нефти пашийского горизонта, число близлежащих скважин, участвующих в исследовании, а также результаты приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Результаты исследований в пластовых условиях

Площадь	Количество скважин	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м ³ /т	Объемный коэффициент, м ³ /м ³	Вязкость газированной нефти, мПа·с	Плотность газированной нефти, кг/м ³
Алькеевская	9	93,3-60,0	67,7-55,6	1,169-1,150	2,81-4,01	806,0-808,0
Зай-Каратайская	9	93,3-60,0	67,5-61,62	1,180-1,160	2,48-4,01	798,0-817,1
Миннибаевская,	11	90,0-76,6	67,7-60,7	1,189-1,134	2,55-4,77	780,0-817,0
Альметьевская	9	92,4-80,1	75,25-67,9	1,183-1,156	2,42-4,09	784,0-816,0
Абдрахмановская	6	92,0-83,15	64,7-62,62	1,174-1,152	2,2-3,7	760,0-806,1

Таблица 10 – Результаты исследований в поверхностных условиях

Площадь	Количество скважин	Плотность при 20° С, кг/см ³	Вязкость при 20° С, 10 ⁻⁶ м ² /с	Парафинов, % масс	Асфальтенов, % масс	Смолы, % масс	Серы, % масс
Алькеевская	9	863,0-870,0	18,1-18,74	2,1-2	2,58-3,5	15,9-16,48	1,16-1,6
Зай-Каратайская	9	861,8-871,9	21,2-27,96	2,4-2,74	4,0-4,9	18,6-23,4	1,4-1,73
Миннибаевская,	11	854,0-872,0	10,2-17,02	4,0-5,8	3,5-4,9	12,6-17,7	1,2-1,6
Альметьевская	9	850,0-865,7	18,6-25,22	3,8-4,6	2,5-3,25	11,3-14,7	1,18-1,6
Абдрахмановская	6	846,0-861,0	19,5-21,2	5,8-6,22	6,3-6,9	8,8-12,4	1,34-2,4

Рассмотрим влияние асфальтенов на свойства нефти. Обычным явлением в залежах, особенно глубоководных, является позднее поступление газа в нефтяную залежь. В данном случае газ может быстро мигрировать в сводовую часть залежи через плоскости сбросов, не смешиваясь с пластовым флюидом. Затем газ может диффундировать вниз в нефтяную часть залежи, что приводит к возникновению очень больших градиентов многих свойств

флюида, таких, например, как газовый фактор и давление насыщения. Так как газовый фактор в значительной степени влияет на растворимость асфальтенов, его изменения приведут к большим градиентам содержания асфальтенов. В последствии это может привести к большому содержанию асфальтенов в подошве пласта, и здесь может нарушаться поток флюидов.

На рисунке 2 представлены пробы сырой нефти из одной нефтяной части залежи. Непрерывное изменение цвета нефти наглядно показывает изменение ее состава.



Рисунок 2 – Пробы сырой нефти

Чтобы понять в каком термодинамическом состоянии находится пластовый флюид, его свойства, проводят PVT – исследование. PVT – давление-объем-температура, т.е это исследование свойств жидкостей при изменяющихся условиях давления, температуры и объема. Более подробно об данном исследовании будет написано в пункте 1.3.

Равновесие нефти относится ко всем ее компонентам. Если отдельный компонент пластового флюида не находится в равновесии, то и нефть не находится в равновесии. Разные компоненты могут отклоняться в разной степени от равновесия в зависимости от влияния различных динамических процессов на разные компоненты. Кроме того, в нефтях с низким газовым фактором равновесные изменения газового фактора обычно очень небольшие из-за низкой сжимаемости соответствующих нефтей. Часто именно асфальтены характеризуются большими градиентами, в проблемах, связанных с осаждением битума, образованием слоев битума или нарушением потока флюидов, основную роль играют именно они.

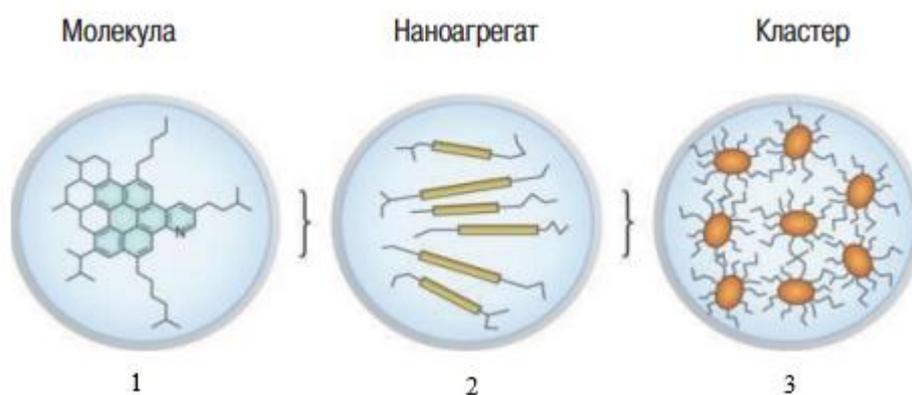
Модель Yen-Mullins позволяет вывести первое прогностическое уравнение состояния для градиентов асфальтенов – уравнение состояния

Flory-Huggins-Zuo (Flory-Huggins-Zuo equation of state – FHZ EoS) [10]. Появившаяся возможность моделировать градиенты асфальтенов в залежах сразу же позволило использовать ее для оценки связности залежей, так как если асфальтены находятся в равновесии, то залежь, вероятно, является связной. Дело в том, что для установления равновесия асфальтенов необходима большая подвижность флюидов. Что же касается уравнивания давления, то для этого массообмен почти не требуется

FHZ EoS связано со скважинным анализом флюидов (downhole fluid analysis – DFA), поскольку он является предпочтительным методом измерения градиентов смеси. Данное уравнение состояния можно использовать для моделирования неравновесного состояния в нефтяной части залежи. На рисунке 2 можно видеть, что имеет место градиент содержания асфальтенов. Причиной возникновения градиента является позднее поступление газа в залежь темной нефти, так как газ быстро мигрировал в верхнюю часть залежи. Пластовое давление было высоким, поэтому газ растворялся на газонефтяном контакте. Затем этот растворенный газ начал диффундировать вниз нефтяной части. Асфальтены были вытеснены из той части, где содержание растворенного газа было высоким. Как показано на рисунке 2, теоретическое рассмотрение с использованием FHZ EoS, а также введение одной дополнительной составляющей потока метана, чтобы объяснить такой большой неравновесный градиент, оказалось успешным. В газированных нефтях значительно меняются все свойства, в том числе газовый фактор, давление насыщения, содержание асфальтенов и весьма вероятно давление начала выпадения асфальтенов.

Для рассмотрения и вычисления градиентов асфальтенов в рамках строгого термодинамического формализма, необходимо знать размер частиц асфальтенов, иначе в противном случае нельзя определить гравитационную составляющую и другие составляющие. Когда природа молекулярных и коллоидных разновидностей асфальтенов в нефти и лабораторных растворителях была объяснена, информация была систематизирована в

модели Yen-Mullins, которая показанна на рисунке 3. В данной модели формулируется, что при очень низком содержании асфальтенов тяжелые фракции диспергируются в нефти в виде молекул, размер которых в основном равен примерно 1,5 нм (по длине). При более высоком содержании асфальтенов, например, в темных нефтях, преобладают наноагрегаты асфальтенов размером примерно 2 нм. Эти наноагрегаты состоят примерно из шести молекул. При дальнейшем увеличении содержания асфальтенов, например, в подвижных тяжелых нефтях, преобладают кластеры асфальтенов.



1– строение молекул асфальтенов размером приблизительно 1,5 нм (по длине); 2 – наноагрегаты асфальтенов, состоящие примерно из шести молекул с размером приблизительно 2 нм; 3 – кластеры асфальтенов, состоящие примерно из восьми наноагрегатов с размером приблизительно 5 нм.

Рисунок 3 – Модель Yen-Mullins

Зная размер разновидностей асфальтенов в нефти, можно вывести уравнение состояния основных принципов для градиентов асфальтенов. Ключевым фактором при моделировании градиентов асфальтенов в залежи является фактор силы тяжести. FNZ EoS обобщает модель Flory-Huggins, которая успешно применяется для описания растворимости асфальтенов в мальтене (нефть без асфальтенов).

Газ часто поступает в залежи. На рисунке. 4 показано сейсмическое изображение крупного скопления газа. Поступление газа в темную нефть нарушает равновесие асфальтенов. Если этот процесс протекает медленно, то асфальтены могут мигрировать вниз нефтяной части залежи в виде кластеров,

это приводит к возрастанию содержания асфальтенов в этой части залежи. Если оно превышает растворяющую способность нефти, то может формироваться слой битума, а затем, продолжающееся поступление газа создает механизм образования мощных слоев битума. Если процесс поступления газа протекает быстро, то битум может откладываться в верхней части структуры, тогда внизу нефтяной части залежи увеличение содержания асфальтенов будет небольшим. Могут быть случаи отложения битума как вверху, так и внизу нефтяной части залежи, так как степень нарушения потока флюидов зависит от конкретного случая.

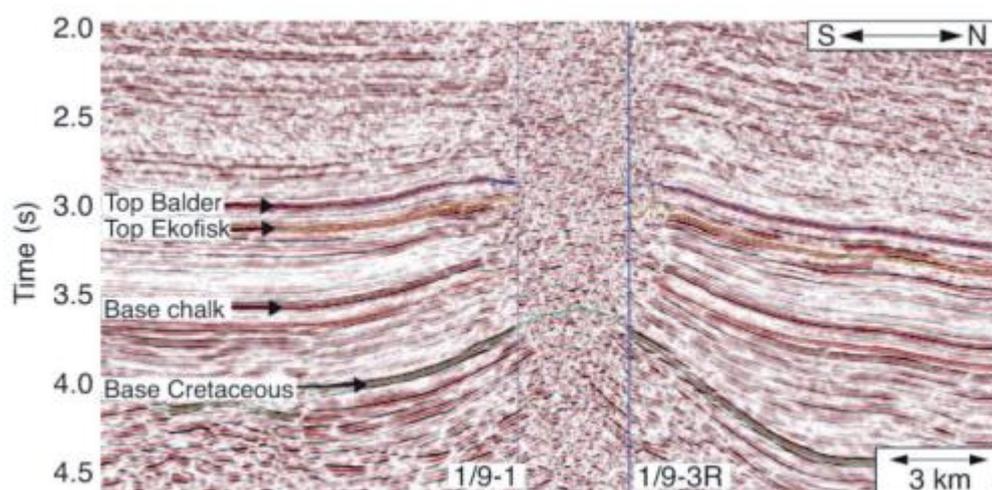


Рисунок 4 – Сейсмическое изображение скопления газа

Рассмотрим нарушение потока флюидов. В данном случае предполагается, что газ поступил в темную нефть, в связи с чем возник большой градиент флюидов. При таких неравновесных условиях такие свойства флюида, как давление насыщения и сжимаемость, меняются по всей нефтяной части, но не предполагается, что это изменение является монотонным.

Если нефть насыщена, то снижение давления приводит к выделению газа, что увеличивает растворяющую способность нефти для асфальтенов, а если она несжимаема, то падение давления не изменяет нефть каким-либо образом (выше давления насыщения). Сжимаемость нефти напрямую зависит от содержания растворенного газа. Нефти с высоким газовым фактором

являются сжимаемыми, а нефти с низким газовым фактором сравнительно несжимаемы. Наконец, если нефть содержит исчезающе малое количество асфальтенов, то меньше вероятность нарушения потока флюидов при прочих равных условиях.

На рисунке 5-а показано изменение давления насыщения и пластового давления в зависимости от глубины для нефтяной части залежи с поступлением неравновесного газа в верхнюю часть. Наибольшая недонасыщенность нефти отмечается внизу нефтяной части, и это указывает на то, что нарушение потока флюидов, обусловленное этим фактором, усиливается с глубиной.

На рис. 5-б показано изменение сжимаемости нефти. Самая высокая сжимаемость отмечается вверху нефтяной части, указывая на то, что нарушение потока флюидов, обусловленное этим параметром, ослабевает с глубиной.

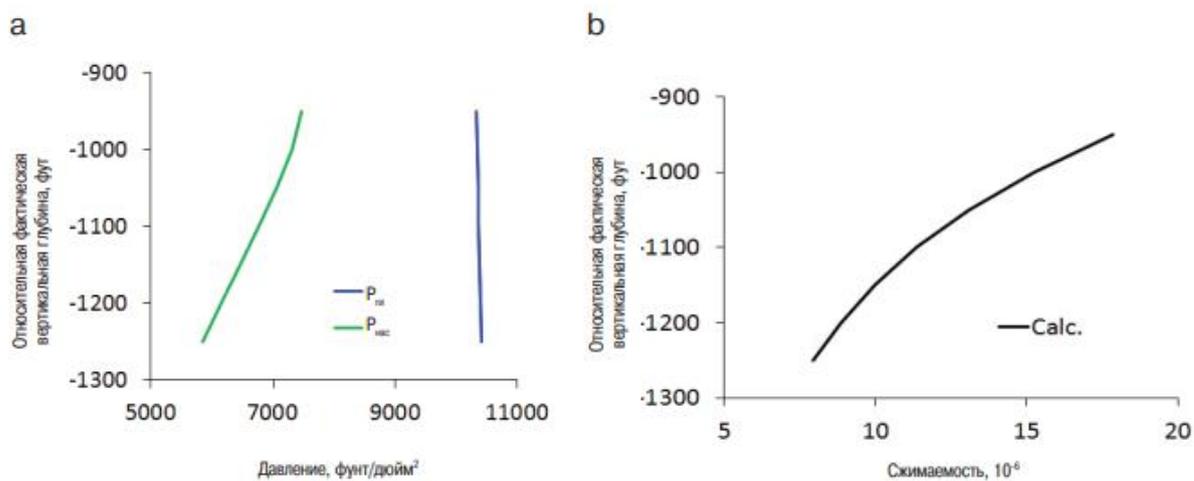


Рисунок 5 – Изменение давления насыщения и пластового давления

На рис. 6-а показано изменение плотности нефти в зависимости от глубины. Влияние плотности нефти на выпадение асфальтенов в основном зависит от параметра растворимости. На рис. 6-б показано изменение параметра растворимости в зависимости от глубины. Параметр растворимости возрастает с глубиной, поэтому асфальтены становятся более стабильными с увеличением глубины.

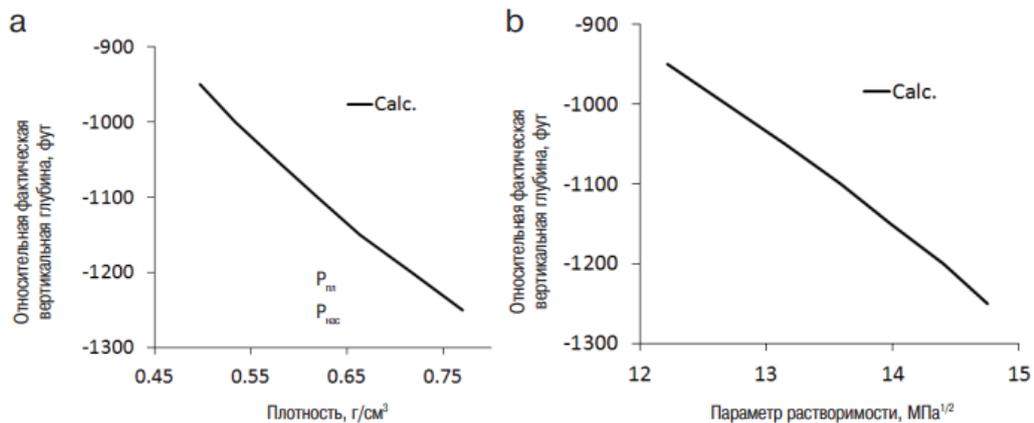


Рисунок 6 – Изменение плотности и растворимости нефти

Факторами, влияющими на изменение склонности к нарушению потока флюидов с глубиной, являются:

- разность между давлением насыщения и пластовым давлением (склонность возрастает с глубиной);
- сжимаемость (склонность уменьшается с глубиной);
- параметр растворимости (склонность снижается с глубиной);
- содержание асфальтенов (склонность возрастает с глубиной).

На рисунке 7 показана зависимость параметра растворимости от молярного содержания газа, поступившего в темную нефть.

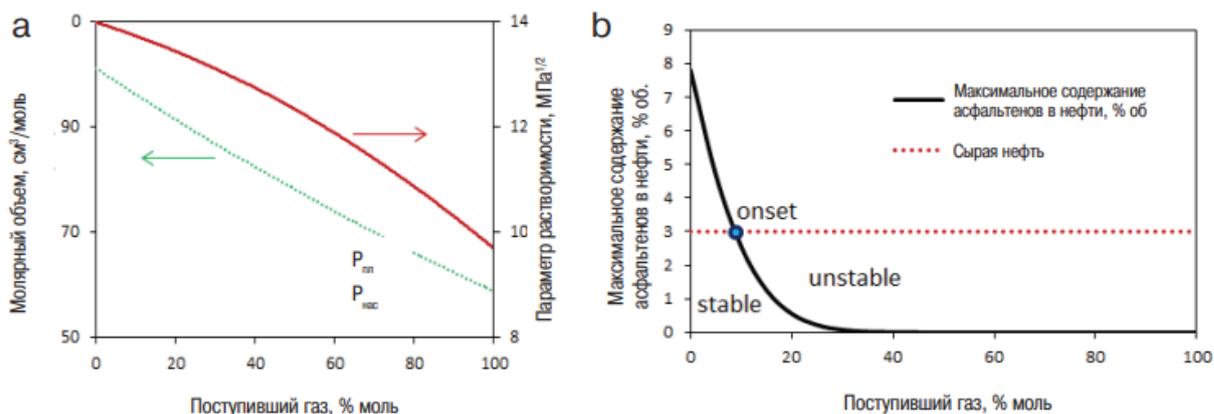


Рисунок 7 – Зависимость молярного объема и параметра растворимости от объема газа, поступившего в темную нефть

В пластовых условиях под действием растворенного газа и температуры плотность нефти обычно ниже плотности сепарированной нефти. Как уже было сказано, при потере газа нефть становится менее мобильной и более

тяжелой, уменьшается ее объемный коэффициент, растет плотность (Рисунок 8). Плотность нефтей определяют специальными ареометрами, пикнометрами или весами Вестфаля.

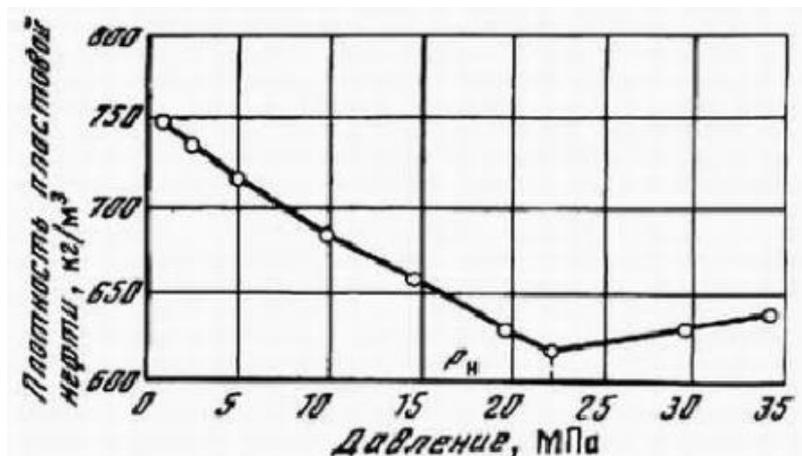


Рисунок 8 – График зависимости плотности нефти в пластовых условиях от давления

Зависимость плотности от температуры преимущественно линейная, т.е. чем больше температура, тем меньше плотность нефти (рисунок 9).

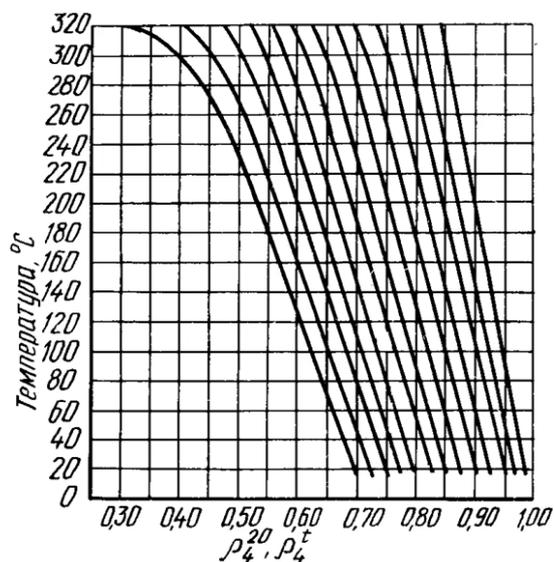


Рисунок 9 – График зависимости плотности нефти в пластовых условиях от температуры

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. При повышении давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом), а плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с ростом давления [11].

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.

Вязкость пластовой нефти почти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной, вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления.

При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры (рисунок 10-а); повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости. Но Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. До этого увеличение вязкости с ростом давления значительно перекрывается понижением ее вследствие влияния растворяющегося газа (рисунок 10-б).

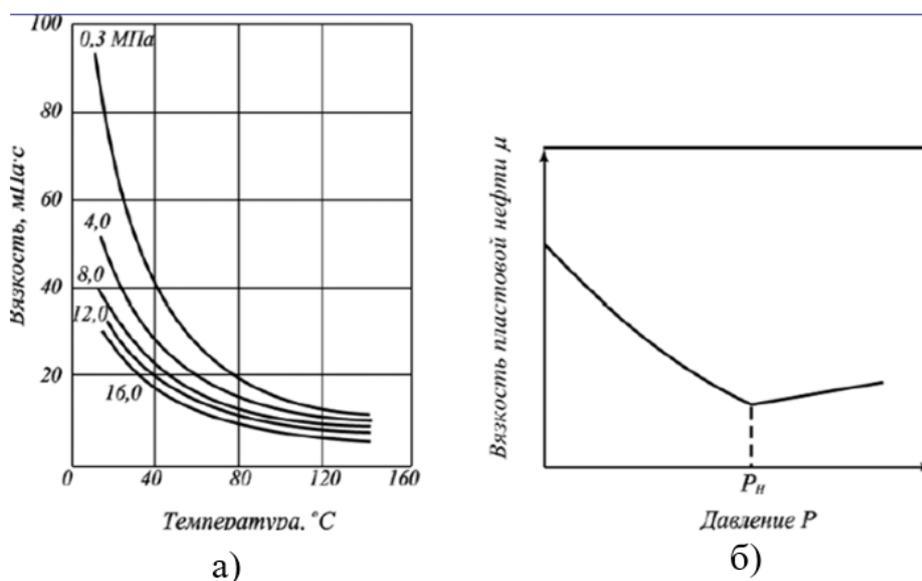
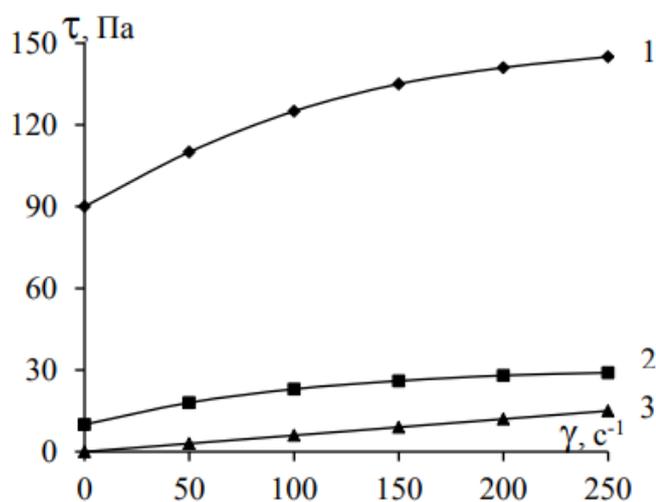


Рисунок 10 – Графики зависимости вязкости от температуры и давления

Как уже упоминалось ранее 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 20 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.

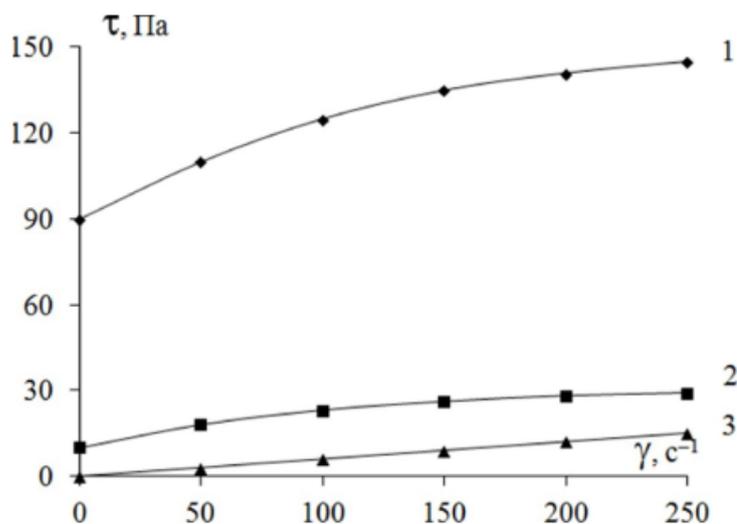
На рисунке 11 приведена графическая зависимость вязкости высокопарафинистой нефти месторождения Узень от скорости сдвига при различных температурах. При низкой температуре (кривая 1) нефть является типичной вязкопластичной жидкостью, у которой имеется критическое напряжение сдвига ($\tau_{кр} \sim 90 \text{ Па}$), после превышения которого система начинает течь. При повышении температуры (кривая 2) снижается прочность объёмной парафинистой структуры (уменьшается пороговое напряжение сдвига), а также уменьшается вязкость разрушенной структуры при течении. При температуре $60 \text{ }^\circ\text{C}$ и выше происходит плавление парафинов, что сопровождается гомогенизацией системы, и она становится ньютоновской жидкостью (кривая 3), вязкость которой не зависит от скорости сдвига.



1–20 °C; 2–40 °C; 3–60 °C

Рисунок 11 – Реологические кривые течения нефти месторождения Узень при различной температуре

Аналогичная реологическая картина (рисунок 12) наблюдается и для парафинистой нефти Герасимовского месторождения, у которой вследствие более низкого содержания в ней парафинов по сравнению с нефтью Узень величины пороговых напряжений имеют меньшие численные значения, причем при более низких температурах. Поэтому при температуре 20 °С и выше эта нефть является уже типичной ньютоновской жидкостью.



1–0 °С; 2–10 °С; 3–15 °С; 4–20 °С; 5–25 °С

Рисунок 12 – Реологические кривые нефти Герасимовского месторождения при различной температуре

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 газонефтяном контакте значение давления нефти уже равно давлению насыщения. В ходе эксплуатации залежи с использованием заводнения из недонасыщенной нефти может происходить унос легких компонентов в результате чего истинное газосодержание нефти может претерпевать изменения в меньшую сторону. В результате влияния данных факторов нефть теряет мобильность, увеличивается вязкость и плотность.

Давление насыщения зависит от пластовой температуры (рисунок 13), соотношения объемов нефти и растворенного газа, их состава и свойств. С повышением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться. С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается при всех прочих равных условиях. С увеличением в составе газа числа компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота.

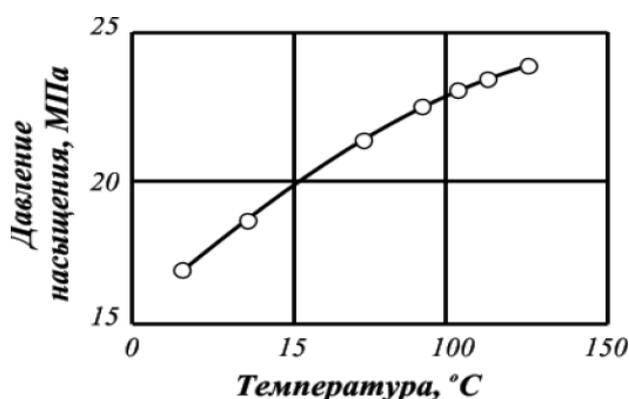


Рисунок 13 – График зависимости давления насыщения от температуры

Более подробно изменение давления насыщения можно рассмотреть на двухфазной диаграмме (рисунок 14) 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

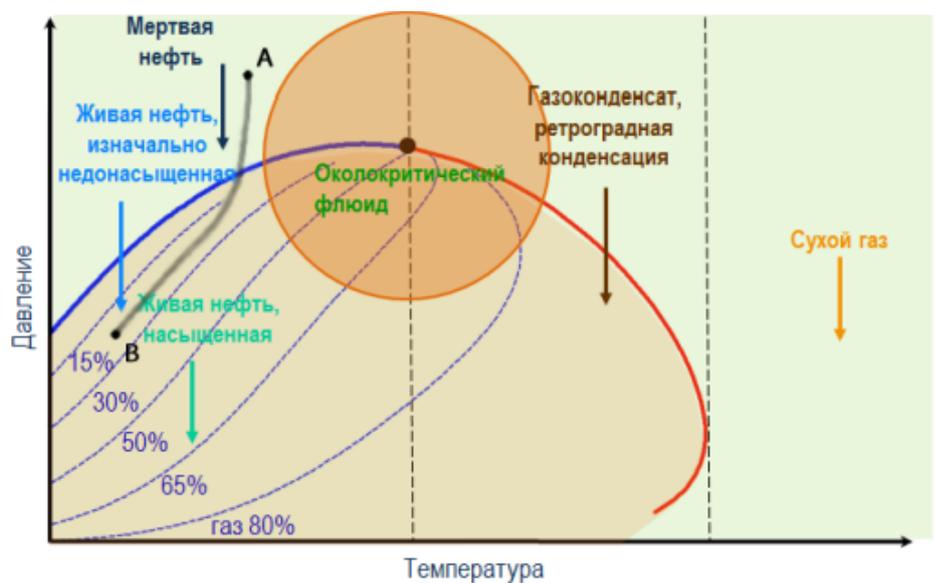


Рисунок 14 – Двухфазная диаграмма состояния для нефти

Для объемного коэффициента при изменении давления характерно следующее поведение параметра (рисунок 15), 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.

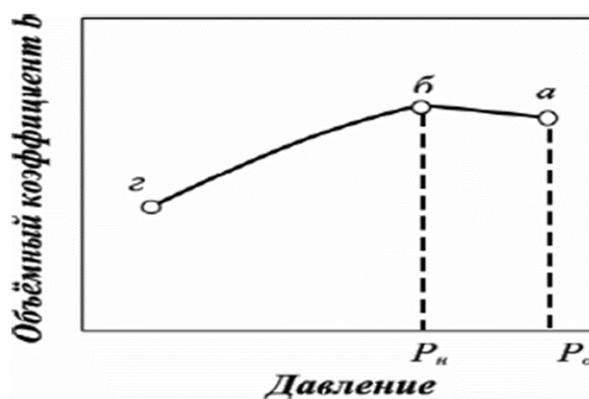


Рисунок 15 – График зависимости объемного коэффициента от пластового давления

Важно отметить, что объём нефти в пластовых условиях всегда больше объёма сепарированной нефти, связано это также с газом, растворенным в нефти, и его составом.

Сжимаемость, как с увеличением газосодержания, так и с увеличением температуры закономерно увеличивается (рисунок 16-а). С уменьшением пластового давления до давления насыщения коэффициент сжимаемости нефти растёт, и такая закономерность продолжается вплоть до давления насыщения (рисунок 16-б).

Главным образом сжимаемости проявляются непосредственно при разработке в динамических системах при снижении давления и используются при моделировании движения флюидов в пластовых условиях

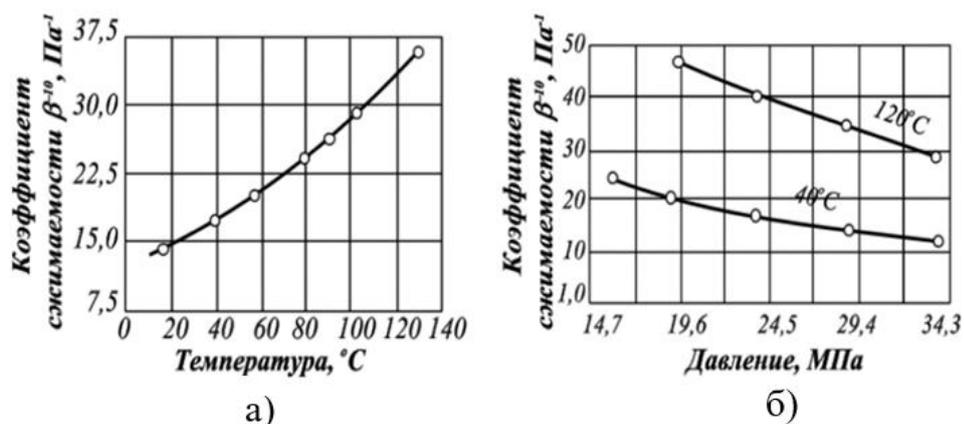


Рисунок 16 – График зависимости коэффициента сжимаемости от температуры и давления

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; биодegradацией под действием пластовой микрофлоры; растворением компонентов в омывающей нефть воде и окислением, внесенным в пласт с закачиваемой водой кислородом [12].

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.

1.3 Идентификация компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов

Как уже было написано в пункте 1.2, для определения термодинамического и фазового состояний флюида, его свойств, а также их изменений по мере падения давления при разработке залежи, необходимо проводить PVT-исследования. Термодинамические исследования нефтей регламентируются ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» 2003 г [13].

Основные эксперименты PVT для пластовой нефти:

- Исследование при постоянной массе [CCE] (PV-соотношение);

- Стандартная сепарация [Flash];
- Ступенчатая сепарация [Sep];
- Дифференциальное разгазирование [DLE];
- Определение вязкости пластовой нефти;
- Температура насыщения нефти парафином

В таблице 11 представлены основные параметры, определяемые при различных PVT-исследованиях [13].

Таблица 11 – Параметры, определяемые при PVT-исследованиях

Вид исследований	Определяемый параметр
Исследование PVT-соотношений пластовой нефти	Давление насыщения 1) при пластовой температуре 2) при 20 °С 3) при промежуточной температуре
	Коэффициент сжимаемости при разных давлениях, от пластового до давления насыщения: 1) при пластовой температуре 2) при 20 °С 3) при промежуточной температуре
	Температурный коэффициент давления насыщения
	Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти в интервале температур 1) 20 °С - пластовая 2) 20 °С - промежуточная 3) промежуточная - пластовая
	Плотность газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти 1) при пластовой температуре 2) при 20 °С; 3) при промежуточной температуре
	Удельный объем газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти 1) при пластовой температуре 2) при 20 °С; 3) при промежуточной температуре
	Относительный объем газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти при температурах пластовой, 20 °С и промежуточной

Продолжение таблицы 11

Стандартная сепарация пластовой нефти	Газосодержание	
	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре 1 при пластовом давлении 2 при давлении насыщения	
	Плотность пластовой нефти	
	Плотность сепарированной нефти	
	Плотность газа при 20 °С и 0,101 МПа	
	Компонентный состав газа	
	Компонентный состав сепарированной нефти	
	Компонентный состав пластовой нефти	
	Потенциальное газосодержание: 1) общее 2) только по углеводородам	
	Молярная масса 1) газа 2) сепарированной нефти 3) пластовой нефти 4) остатка C ₈₊	
	Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре	Газосодержание нефти при разных давлениях в интервале от давления насыщения до атмосферного ¹⁾
		Объемный коэффициент нефти при разных давлениях, от пластового до атмосферного 1) по отношению к объему сепарированной нефти при атмосферном давлении и 20 °С 2) по отношению к объему сепарированной нефти при атмосферном давлении и пластовой температуре
		Плотность частично разгазированной нефти в однофазном состоянии при разных давлениях - от пластового до атмосферного (сепарированная нефть при 20 °С и пластовой температуре)
Плотность выделившегося газа при разных давлениях - от давления насыщения до атмосферного (плотность газа дается при 0,101 МПа и 20 °С)		
Сжимаемость газа, выделившегося при разных давлениях - от давления насыщения до атмосферного ²⁾		
Объемный коэффициент газа, выделившегося при разных давлениях - от давления насыщения до атмосферного ²⁾		
Вязкость газа, выделившегося при разных давлениях - от давления насыщения до атмосферного ²⁾		

Продолжение таблицы 11

	Компонентный состав газа, выделившегося при разных давлениях - от давления насыщения до атмосферного, и расчетная плотность газа для каждого давления
Контактное разгазирование	Вся информация тождественна получаемой в результате дифференциального разгазирования
Ступенчатая сепарация при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах ступеней	Количество газа, выделившегося на разных ступенях давления, отнесенное к единице объема сепарированной нефти
	Состав газа, выделившегося на разных ступенях давления
	Расчетная молярная масса газа, выделившегося на разных ступенях давления
	Плотность газа, выделившегося на разных ступенях давления
	Объемный коэффициент нефти при давлениях и температурах ступеней сепарации
Ступенчатая сепарация при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах ступеней	Плотность нефти при 20 °С после ступенчатой сепарации
Определение вязкости пластовой нефти	Вязкость при пластовой температуре: - при пластовом давлении - при разных давлениях в интервале от пластового давления до давления насыщения - при разных давлениях в интервале от давления насыщения до атмосферного давления
Определение температуры насыщения нефти парафином	Температура насыщения нефти парафином при пластовом давлении ³⁾

где ¹⁾ - при необходимости нижний предел давления может быть выше атмосферного;

²⁾ - при отсутствии экспериментальных данных определяется расчетом;

³⁾ - при необходимости, дополнительно, $t_{нас}$ может быть определена при иных давлениях.

Промежуточная температура определяется как средняя арифметическая двух температур - пластовой и 20 °С, округляемая до ближайшей в ряду. Установлен следующий ряд – 30, 40, 50 и далее через 10 °С.

Гидродинамическое моделирование это один из основных методов управления разработкой месторождения. Моделирование разработки нефтяных месторождений позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства нефтяного пласта при воспроизведении истории разработки. Одной из важнейших задач гидродинамического моделирования является прогнозирование технологических показателей разработки в средне- и долгосрочной перспективах, а также оптимизация систем разработки при различных методах воздействия на продуктивный пласт [14].

Полная модель пласта включает в себя всю информацию о фильтрационно-емкостных свойствах моделируемого объекта, все скважины действующего фонда, ликвидированные скважины и промысловые данные добычи. Такая модель предназначена для долгосрочного прогнозирования сценариев разработки месторождения.

Секторная модель представляет собой модель отдельно взятой области полной модели, для которой запоминаются граничные условия на каждом временном шаге расчета. Граничными условиями могут быть давление и поток через боковые грани ячеек. Секторная модель хорошо применима для настройки на историю отдельно взятых скважин и прогнозированию эффекта ГТМ на одной скважине или кусте.

Прокси-модель – это математическая модель месторождения, которая позволяет регистрировать отклики показателей работы скважин, тенденции в работе месторождения и решать задачи оптимизации технологического процесса добычи нефти. Прокси-модель точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин, как и гидродинамическая модель, но в отличие от нее она не сопряжена с такой долей погрешности, так как основана на использовании первичной промысловой информации. Прокси модель базируется на принципах материального баланса и аналитических зависимостях. Такая модель используется, когда не хватает данных для построения полноценной 3D ГДМ.

Флюидальная модель – это математический алгоритм, описывающий фазовое поведение реальной углеводородной системы при различных термодинамических условиях.

Модель черной нефти (Black oil) – модель, описывающая поведение нефти и сухого газа при разработке. В модели черной нефти нефть и газ представлены как один псевдокомпонент, химический состав которого не изменяется. Модель подразумевает несмешиваемость компонент при их совместной фильтрации, и температура является константой и равна начальной пластовой. В модели учтена добыча попутного газа введением газового фактора. Данная модель наиболее применима т.к. требует меньше вычислительных мощностей. Модель применима для нефтяных, газонефтяных и газовых залежей. Основные свойства флюидов в данной модели могут задаваться константой или зависимостью от давления.

Композиционная модель – модель учитывающая компонентно-фракционный состав добываемого флюида и его фазовое поведение при разработке. В данной модели указываются все необходимые для моделирования фазового состояния смеси физико-химические свойства компонент, компонентный состав, плотности, вязкости, критические параметры, молярные массы и температуры кипения. Фазовое состояние в данной модели рассчитывается с использованием уравнения состояния. После чего рассчитываются свойства газовой и жидкой фаз. В данной модели возможно смешивание компонент и растворение газа в нефти либо легкой нефти в газе. Температура в данной модели считается постоянной и равна начальной пластовой. Модель требует больших вычислительных мощностей, т.к. закон сохранения массы, используемый симулятором для фильтрационных, расчетов применяется к каждой компоненте. Модель применима для газоконденсатных, нефтегазоконденсатных залежей, залежей легкой нефти и жирного газа, то есть тех флюидов при добычи которых наблюдается интенсивный фазовый переход.

Термическая модель – это модель, которая описывает поведение УВС и пластовой воды с изменением температуры. Нефть, газ и вода в модели приняты как псевдокомпоненты, химический состав которых не изменяется. Данная модель позволяет учесть такие процессы как теплообмен, фазовые переходы, химические реакции, растворение и горение. Термическая модель применима в случае закачки пара, смесей. Термическая модель используется для описания разработки тяжелых высоковязких и битуминозных нефтей.

Исходной информацией для построения термодинамических моделей пластовых углеводородных смесей, являются результаты промысловых и лабораторных исследований из представленных проб, желательно глубинные.

Представительной глубинной пробой пластовой нефти следует считать газонефтяную смесь, имеющую компонентный состав пластовой нефти, отобранную при установившемся режиме работы скважины в зоне потока с однофазным состоянием этой смеси, т.е. с превышением давления в точке отбора над давлением насыщения. Если забойное давление ниже давления насыщения, то скважина должна быть переведена на режим с превышением забойного давления над давлением насыщения. При несоблюдении данного условия система переходит в двухфазное состояние, характеристики получаются ошибочными, с завышенным газосодержанием

Если глубинные пробы отобрать невозможно, допускается исследование рекомбинированных проб. Представительной пробой нефти для рекомбинирования следует считать нефть, отобранную под давлением в транспортный контейнер из сепаратора или с устья скважины, работающей на установившемся режиме.

Еще одним условием обеспечения представительности является обеспечение температурного режима отбора проб: температура отбора должна превышать температуру начала кристаллизации парафинов, чтобы избежать выпадения и осаждения твердой фазы из нефти в трубах и технологическом оборудовании. Поэтому выбор технологии отбора и исследования проб для

получения достоверных характеристик должен рассматриваться для каждого месторождения индивидуально.

Исследования необходимо производить с помощью лабораторной аппаратуры, специально предназначенной для изучения PVT свойств пластовой нефти, позволяющей моделировать пластовые термобарические условия. Исследования проводятся только по апробированным методикам.

При многопластовых объектах, эксплуатируемых одной сеткой скважин, данные по свойствам нефти должны быть получены отдельно для каждого из пластов. Из скважины должно быть отобрано не менее 3-х глубинных проб при заданном, установившемся режиме работы скважины. По скважинам, из которых отобраны глубинные пробы, должны быть получены необходимые данные об условиях отбора и о нефтяном пласте.

Стандартная сепарация представляет собой частный случай контактного разгазирования, когда выделение газа осуществляется при нормальных условиях, т.е. температуре 20 °С и давлении 760 мм.рт.ст (1013,25 гПа); допускается текущее атмосферное давление. Контактное разгазирование – форма выделения газа из пластовой нефти, при которой на любом уровне давления весь выделившийся газ находится в равновесии с нефтью.

В процессе опыта получают данные, необходимые для расчёта газосодержания, плотности и объемного коэффициента пластовой нефти.

Дифференциальное разгазирование – форма выделения газа из пластовой нефти, при которой газ, выделяющийся на каждом бесконечно малом интервале снижения давления, непрерывно отводится из системы; при этом в каждый момент времени общее количество выделявшегося газа не находится в равновесии с нефтью. На практике осуществляется путём удаления газа из системы после достижения заданных уровней давления. Один из видов многократного процесса выделения газа.

Ступенчатая сепарация – частный случай дифференциального разгазирования, когда число ступеней, их давление и температура в

соответствующей системе сепарации нефти на промысле или специально задаются [15].

Обычно компонентный состав пластовой нефти известен из технических отчетов, содержащих результаты лабораторных PVT-исследований. Он рассчитывается численной рекомбинацией компонентного состава растворенного газа и сепарированной нефти. Такой расчет может быть проведен с использованием результатов однократного разгазирования (стандартной сепарации) либо ступенчатой сепарации. Для подобных расчетов необходима информация как о компонентном составе растворенного газа и сепарированной нефти, так и о газовом факторе на ступенях сепарации и молекулярной массе сепарированной нефти [16].

В случае отсутствия сведений о молекулярной массе ее величина может быть оценена с помощью корреляций.

Формула для расчета состава пластовой нефти в общем случае:

$$Z_i = \frac{\sum_{s=1}^k y_i^s \Gamma^s \frac{T_{ст.усл}}{T^s} + x_i \frac{v_m}{M_{с.н}} \cdot 10^6}{\sum_{s=1}^k \Gamma^s \frac{T_{ст.усл}}{T^s} + \frac{v_m}{M_{с.н}} \cdot 10^6}, \quad (12)$$

где z_i , x_i – молярные доли i -й компоненты в пластовой и сепарированной нефти, соответственно;

y_i^s – молярная доля i -й компоненты в составе газа сепарации на s -й ступени сепарации;

T^s , Γ^s – температура (К) и газовый фактор ($\text{м}^3/\text{т}$) на s -й ступени сепарации;

$M_{с.н}$ – молярная масса сепарированной нефти, кг/кмоль;

$T_{ст.усл}$ – температура при стандартных условиях, равная 293,15 К;

v_m – молярный объем при стандартных условиях, равный 0,02404 м^3 ;

k – число ступеней сепарации.

Для получения состава пластовой нефти по данным стандартной сепарации из формулы 12 получаем выражение:

$$Z_i = \frac{y_i \Gamma + x_i \frac{v_m}{M_{с.н}} \cdot 10^6}{\Gamma + \frac{v_m}{M_{с.н}} \cdot 10^6}, \quad (13)$$

где Γ – газосодержание пластовой нефти, определенное на основе однократного разгазирования, $\text{м}^3/\text{т}$;

y_i – молярная доля i -й компоненты газа сепарации при однократном разгазировании.

При отсутствии данных о компонентном составе сепарированной нефти, можно восстановить состав пластовой нефти. Сепарированная нефть находится в термодинамическом равновесии с газом последней ступени сепарации (рабочие давление p и температура T соответствуют стандартным условиям: соответственно 0,1013 МПа и 20 °С). Поскольку рабочее давление на ступени равно атмосферному, распределение компонентов между паровой и жидкой фазами подчиняется закону Рауля [17].

$$y_i p = x_i p_{si}(T), \quad (14)$$

где p_{si} – давление насыщенного пара чистого i -го компонента при рабочей температуре.

Давление насыщенных паров i -го компонента смеси можно рассчитать по формуле Вильсона. В этом случае молярная доля i -го компонента сепарированной нефти определяется по уравнению:

$$x_i = y_i \frac{p}{p_{ci} \exp[5,373(1+w_i)(1-\frac{T_{ci}}{T})]}, \quad (15)$$

где p_{ci} , T_{ci} , w_i – соответственно критическое давление (МПа), критическая температура (К) и ацентрический фактор i -го компонента.

В газе сепарации содержатся углеводородные компоненты до гексаноа (C_6) включительно и отсутствуют более тяжелые углеводородные компоненты (C_{7+}), поэтому в сепарированной нефти можно рассчитать молярные доли всех неуглеводородных и углеводородных компонентов до C_6 по формуле (13), а молярная доля остатка (C_{7+}) определяется исходя из того, что сумма молярных долей всех компонентов фазы равняется единице.

Имея данные о плотности сепарированной нефти, можно рассчитать ее молярную массу, для этого нужно воспользоваться таблицей Катца и Фирузабади, а также формулой 16.

Таблица Катца и Фирузабади представлена в приложении А.

$$M_{C_{7+}} = \frac{M_{с.н} - \sum_{i=1}^{N-1} x_i M_i}{x_{C_{7+}}}, \quad (16)$$

где M_i – молярная масса i -го компонента;

$x_{C_{7+}}$ – мольная доля остатка (C_{7+});

N – число компонентов смеси.

Возможность использования данного метода определения компонентного состава сепарированной нефти проверили и выяснили, что предложенный метод может использоваться на практике, но с учетом того, что будут отсутствовать результаты лабораторных исследований.

На основе идентифицированного компонентного состава пластовой нефти можно создать ее PVT-модель, которая настраивается на воспроизведение результатов экспериментальных исследований. Для корректного воспроизведения результатов дифференциального разгазирования пластовой нефти фракция C_{7+} делится псевдокомпоненты с помощью метода гамма-распределения

Псевдокомпоненты – узкие (близкие по характеристическому свойству) и остаточные фракции, представляемые в составе углеводородной смеси в качестве неделимых условных компонентов с едиными, усредненными для фракций физико-химическими свойствами.

Трёхпараметрическое гамма-распределение, предложенное Whitson, является наиболее универсальной моделью для описания распределения мольных долей компонентов нефти в области содержания атомов углерода C_{n+} . Данное распределение тестировалось на базе хроматографических исследований 44 образцов различных типов нефтей и газового конденсата. Предполагалось, что вероятностная плотность распределения фракций в группе C_{n+} определяется следующей гамма-функцией [18]:

$$P(M) = \frac{(M-n)^{\alpha-1} \exp(-\frac{M-n}{\beta})}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)}, \quad (17)$$

где M – молекулярная масса компонентов нефти, г/моль;

$\beta = \frac{M_{n+1} - \eta}{\alpha}$ – параметр распределения;

α – параметр, определяющий кривизну распределения, его значения обычно колеблются в диапазоне $\alpha = 0,5 \dots 2,5$.

Адаптация PVT-модели - поэтапная процедура, которая будет описана ниже. С ее использованием можно с высокой точностью воспроизвести значения подсчетных параметров (газосодержания и объемного коэффициента пластовой нефти, плотности сепарированной нефти), а также давления насыщения и вязкости нефти при пластовой температуре.

После настройки N-компонентной модели пластовой нефти для практического использования при композиционном моделировании процесса разработки нужно провести группировку компонентов. В результате для проектирования разработки получается N-компонентная модель, у которой погрешность расчета не превышает 5 % для основных PVT свойств системы.

В случае, если в инициализированной PVT-модели точность расчета основных PVT-свойств по результатам моделирования лабораторных и промысловых исследований ниже требуемой, необходимо провести адаптацию PVT-модели к результатам имеющихся исследований. Для адаптации PVT-модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный поэтапный метод, состоящий из последовательной настройки на ключевые свойства пластовой углеводородной смеси.

Процесс адаптации PVT-модели является поэтапным и итерационным. Каждый из параметров уравнения состояния отвечает за настройку одного из основных свойств пластовой углеводородной системы. Блок-схема метода адаптации представлена в приложении Б [19].

На первом шаге адаптации PVT-модели настраиваемся на соотношение газа и жидкости в составе пластовой системы при сепарации (газосодержание или конденсатогазовый фактор). Адаптацию PVT-модели на значение газосодержания будет проводиться с помощью варьирования молекулярной массы самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций.

а) Количество фракций, молекулярную массу которых будет изменять, зависит от их мольной доли в составе пластовой углеводородной системы. Так для «черной нефти» с компонентным составом до C_{36+} обычно достаточно изменения молекулярной массы только фракции остатка для адаптации значения газосодержания.

б) Так как в лаборатории значение молекулярной массы сепарированной углеводородной жидкости определяется с погрешностью 3–5 %, в PVT-модели имеется возможность изменения молекулярной массы тяжелых фракций в пределах 5–10 % без нарушения ее физической корректности;

в) Обязательно при изменении молекулярной массы тяжелых фракций необходимо пересчитать все свойства (плотность, критические параметры, ацентрический фактор);

г) Увеличение молекулярной массы (вместе с пересчетом свойств фракций) приводит к снижению доли газа в газожидкостной смеси при сепарации;

д) Отдельно стоит отметить, что необходимо проводить адаптацию PVT-модели на условия сепарации, соответствующие промысловым;

е) В случае отсутствия данных по промысловым условиям сепарации, адаптацию необходимо проводить на стандартную сепарацию.

На втором шаге для пластовой нефти проводится адаптацию PVT-модели на кривую зависимости изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре (или на среднее значение изотермического коэффициента сжимаемости от пластового давления до давления насыщения, если более подробных данных нет в отчете).

Настройка проводится на коэффициент сжимаемости при давлениях выше давления насыщения. Если коэффициент сжимаемости не приведен в отчете, его можно вычислить по следующей формуле при известном объемном коэффициенте пластовой нефти:

$$c_T^{P_0-P_1} = \frac{-1}{b_0} \cdot \frac{(b_0-b_1)}{(P_0-P_1)}, \quad (18)$$

где $c_T^{P_0-P_1}$ – изотермический коэффициент сжимаемости пластовой нефти при изменении давления от P_0 до P_1 1/МПа;

b_0 – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P_0 ;

b_1 – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P_1 ;

P_0 и P_1 – давления, МПа.

Адаптация PVT-модели на кривую изменения изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления проводится в три последовательных этапа. Схематически подход к адаптации представлен на рисунке 17. Подход является последовательным.

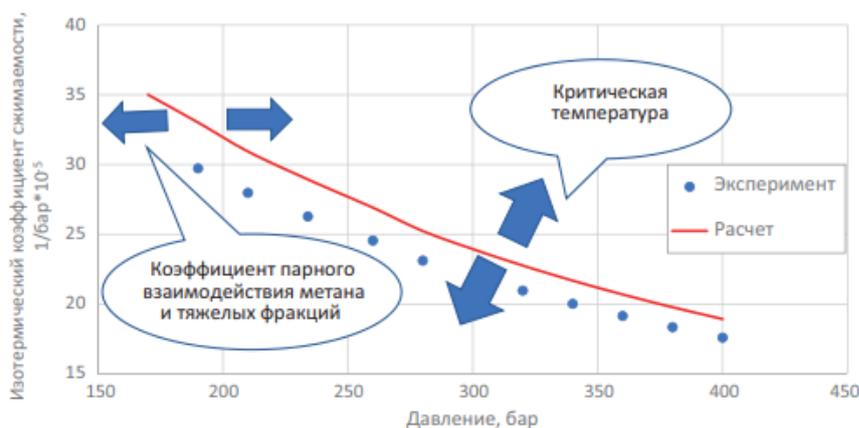


Рисунок 17 – Влияние параметров уравнения состояния на зависимость изотермического коэффициента сжимаемости от давления

i. На первом этапе путем изменения критической температуры самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций проводится адаптация на значение коэффициента сжимаемости при давлениях близких к пластовым. При адаптации необходимо соблюдать следующие требования для выполнения условий по физическому смыслу PVT-модели:

- Критическая температура более легкой фракции не может быть выше критической температуры более тяжелой фракции;
- Диапазон изменения критических температур тяжелых фракций в большинстве случаев составляет не более 5–10 %;

– При изменении критической температуры фракции обязательно необходимо пересчитать критическое давление и ацентрический фактор фракции (желательно согласно подходу, описанному выше в данной статье), используя те же корреляции и уравнение состояния.

ii. На втором шаге адаптируют давление насыщения пластовой нефти при пластовой температуре. Адаптация проводится с помощью изменения коэффициента парного взаимодействия метана (C_1) и тяжелых фракций. Зависимость давления насыщения от коэффициента парного взаимодействия линейная.

– Допустимый диапазон изменения коэффициента парного взаимодействия от -0.2 до 0.2. При большем изменении параметра кривая предельного насыщения пластовой системы на фазовой диаграмме в области низких температур (от 20 °C и ниже) начинает задираться вверх, что далеко не всегда физически обосновано, особенно для пластовых нефтей.

– При невозможности воспроизвести давление насыщения пластовой нефти путем изменения коэффициента парного взаимодействия метана и остатка, необходимо перейти к изменению коэффициентов парного взаимодействия между метаном и фракциями от C_6 и тяжелее. При этом значение коэффициентов парного взаимодействия метана и углеводородных фракций должно увеличиваться от C_6 до остатка линейно. Изменять коэффициенты парного взаимодействия метана с тяжелыми фракциями возможно также в диапазоне от -0.2 до 0.2.

– Если в составе пластовой углеводородной системы основным газовым компонентом является не метан, а, например, азот, углекислый газ или сероводород, то в таком случае адаптацию на давление насыщения проводится с помощью изменения коэффициентов парного взаимодействия этого газового компонента с тяжелыми фракциями.

iii. На третьем шаге проводится адаптация плотности сепарированной нефти (при стандартных условиях) по результатам сепарации при промысловых условиях. Адаптация проводится с помощью изменения

шифтпараметра последней фракции (остатка). Зависимость плотности сепарированной нефти от шифт-параметра линейная.

– Шифт-параметр остатка может изменяться в широком диапазоне значений. При невозможности настроить плотность сепарированной нефти при существенном изменении значения шифт-параметра остатка (в 10–20 раз), необходимо перейти к изменению шифт-параметров фракций от C_6 до остатка. При этом значения шифтпараметров должно изменяться линейно от C_6 до самой тяжелой фракции.

– При отсутствии лабораторных данных о сепарации, соответствующей промысловым условиям, необходимо проводить настройку плотности сепарированной нефти на результаты стандартной сепарации.

– При изменении расчетного значения плотности сепарированной нефти значение газосодержания может изменяться.

На третьем шаге настраивается соотношение объема флюида при пластовых термобарических условиях и при стандартных условиях. Для пластовой нефти проводится адаптация объемного коэффициента пластовой нефти при начальных пластовых условиях по результатам ступенчатого разгазирования (при промысловых условиях). При высоком содержании в составе пластовой нефти неуглеводородных газов, для настройки объемного коэффициента пластовой нефти необходимо изменять шифт-параметры этих компонент. При отсутствии лабораторных данных о ступенчатой сепарации необходимо проводить настройку объемного коэффициента по результатам однократного разгазирования (стандартной сепарации).

На следующем шаге сравнивается рассчитанное с помощью PVT-модели значение газосодержания пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования при промысловых условиях с лабораторными и промысловыми данными. В случае, если относительное отклонение расчетного значения свыше необходимого (максимум не более 5 %), то необходимо заново повторить шаги 1–3.

На пятом шаге настраивается зависимость динамической вязкости пластового флюида от давления при пластовой температуре с помощью изменения коэффициентов корреляции Pedersen (Pedersen, Fredenslund, 1987):

$$T_c = 163,12\gamma + 86,052 \cdot \ln M + 0,43475M - \frac{1877,4}{M}, \quad (19)$$

$$\ln p_c = -0,13408\gamma + 2,5019\gamma + \frac{208,46}{M} - \frac{3987,2}{M^2}, \quad (20)$$

где T_c – критическая температура, К;

p_c – критическое давление, бар.

Стоит отметить, что вязкость не является термодинамическим параметром и не рассчитывается с помощью уравнения состояния. Вязкость – это теплофизический параметр, и в PVT-симуляторах для расчета вязкости используются корреляции, поэтому изменение коэффициентов корреляции Pedersen при адаптации динамической вязкости никак не повлияет на расчет остальных PVT-свойств.

2 ВЛИЯНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений. В эксплуатацию вводятся новые месторождения со сложным геологическим строением и ухудшенными коллекторскими свойствами, затрудняющими извлечение нефти. В стране, также, как и за рубежом, неуклонно возрастает доля месторождений высоковязких и высокопарафинистых нефтей, поэтому важное значение приобретают методы повышения эффективности разработки месторождений, создание новых технологий, приводящих к наиболее полному извлечению нефти из недр.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Классификация	Рабочие агенты
Тепловые методы	– паротепловое воздействие на пласт; – внутрипластовое горение; – вытеснение нефти горячей водой; – пароциклические обработки скважин
Газовые методы	– закачка воздуха в пласт; – воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ); – воздействие на пласт двуокисью углерода; – воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др
Химические методы	– вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы); – вытеснение нефти растворами полимеров; – вытеснение нефти щелочными растворами;

Продолжение таблицы 12

Химические методы	<ul style="list-style-type: none"> – вытеснение нефти кислотами; • • вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.); – микробиологическое воздействие.
Гидродинамические методы	<ul style="list-style-type: none"> – интегрированные технологии; – вовлечение в разработку недренируемых запасов; – барьерное заводнение на газонефтяных залежах; – нестационарное (циклическое) заводнение; – форсированный отбор жидкости; – ступенчато-термальное заводнение
Группа комбинированных методов	С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физикохимический методы и так далее.
Методы увеличения дебита скважин.	<p>К наиболее часто применяемым физическим методам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – гидроразрыв пласта; – горизонтальные скважины; – электромагнитное воздействие; – волновое воздействие на пласт

При техногенном воздействии на пластовую нефть, создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачке горячего пара, вытесняющих агентов и вследствие происходящих при этом физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями возможно изменение физико-химических свойств и состава пластовой и добываемой нефти.

2.1 Процесс дифференциации нефтей по составу и физико-химическим свойствам

Как уже неоднократно упоминалось, многие пласты, содержащие нефть, характеризуются значительным изменением ее свойств по разрезу. Объяснить данное изменение действием гравитационных сил или влиянием

термодиффузии затруднительно, если толщина пласта небольшая (до 40 м) и температурный градиент приближен к нулю. В данном случае существенное влияние на свойства нефти оказывают другие процессы: окисление, биодegradация, воздействие подошвенной воды вблизи водонефтяного контакта (ВНК) и др.

К окисленным нефтям относят нефти, изменившие свои физические свойства под действием кислорода или кислородосодержащих веществ в поверхностных или пластовых условиях. При температурах до 200° С происходит окисление легких и средних компонентов нефти, что приводит к глубоким изменениям свойств нефти, а именно: уменьшению содержания в нефти легких компонентов и увеличению содержания смол и асфальтенов, что в свою очередь приводит к значительному повышению плотности и вязкости нефти. При высокотемпературном (230-320 °С) окислении нефти интенсивно поглощается кислород, и реакция протекает по схеме: масла - смолы - асфальтены. При достижении температуры 300-350 °С и более, когда из нефти уже выделяются все легкие и средние фракции нефти и остаются тяжелые остатки углеводорода со сложной структурой молекул (преимущественно нафтено-ароматические), идут процессы крекинга тяжелой части нефти, т.е. разложение.

В литературе достаточно подробно описаны причины изменения свойств нефти в пределах одного пласта. При этом игнорирование дифференциации свойств нефти в гидродинамической модели (задание усредненных свойств для всего пласта) приводит к некорректной оценке подвижности флюида, неточностям в прогнозе добычи углеводородов.

Примером значительной дифференциации вязкости и плотности служит Средне-Ботоубинского месторождения [20]. Пласт БТ характеризуется аномально низким пластовым давлением 14,2 МПа и температурой 12 °С. Нефть тяжелая, с невысоким газосодержанием, высокосмолистая, сернистая, парафинистая. Отобрано более 120 глубинных проб и рекомбинированных проб в пределах одного центрального блока, однако отбор глубинных проб

затруднителен, так как давление насыщения нефти близко к пластовому. В связи с этим для оценки свойств нефти и растворенного газа был проведен анализ кондиционности проб. Данный анализ показал, что давление при оборе большинства проб было высоким (13,5-13,81 МПа), давление насыщения в большинстве проб было ниже (11,1-13,3 МПа). Газосодержание нефти составляло 64-81,5 м³/м³, а объемный коэффициент составлял 1,15-1,19.

По данным графика (рисунок 18) можно сказать, что газосодержание закономерно изменяется в зависимости от давления насыщения. Данная зависимости построена по результатам однократного разгазирования проб, отобранных из разных скважин. Разброс параметров начальных проб характерен для нефти, находящейся в пласте в насыщенном состоянии или близком к предельному насыщению.

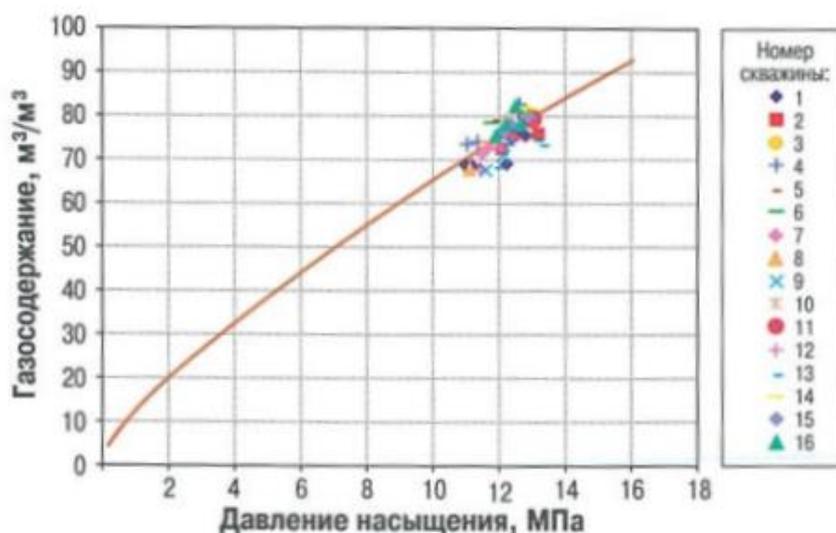


Рисунок 18 – Зависимость газосодержания нефти от давления насыщения

На разброс параметров влияют:

- частичное разгазирование пластовой нефти во время отбора глубинных проб;
- разная температура проведения экспериментов;
- погрешность измерений;
- изменение свойств нефти в зависимости от глубины.

Значительный диапазон изменения наблюдается для вязкости пластовой нефти (6-34 мПа·с), вязкости (15-178 мПа·с) и плотности (0,865-0,898 г/см³) дегазированной нефти. При этом зависимости вязкости пластовой нефти от газосодержания не наблюдается (рисунок 19-а). объяснение особенностей свойств нефти пласта БТ стало возможным благодаря результатам исследования проб, отобранных при испытании скважин в открытом стволе с помощью модульного пластоиспытателя MDT. Такие пробы в отличие от традиционных глубинных отбираются из нескольких интервалов, что дает возможность определить изменение свойств флюида по геологическому разрезу. В настоящее время отобраны и исследованы пробы MDT из 20 скважин. В результате исследования этих проб стало очевидным, что ближе к ВНК нефть становится более тяжелой и вязкой (рисунок 19-б).

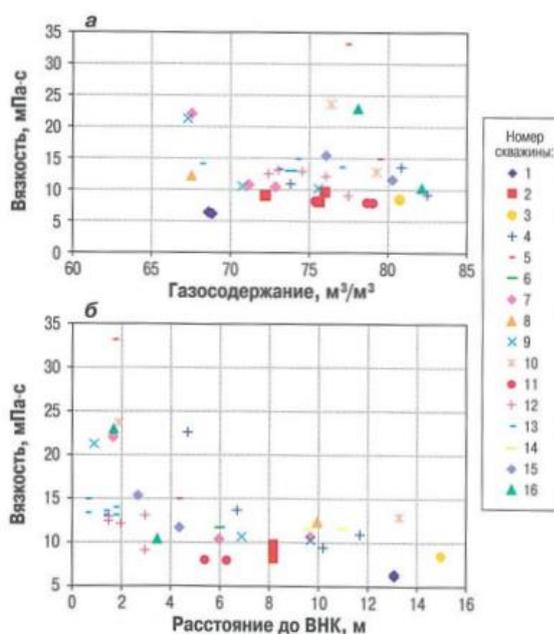


Рисунок 19 – Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания (а) и расстояния до ВНК (б)

По данным MDT также наблюдается снижение подвижности флюида в интервалах ближе к ВНК при сопоставимой проницаемости. На рисунке 20 показано изменение свойств нефти по глубине, фиксируемое с помощью оптических анализаторов, находящихся в одном из модулей пластоиспытателя. Повышение вязкости и плотности нефти с глубиной

связано с увеличением содержания асфальтосмолистых веществ в нефти, что подтверждается результатами физико-химических исследований проб дегазированной нефти.

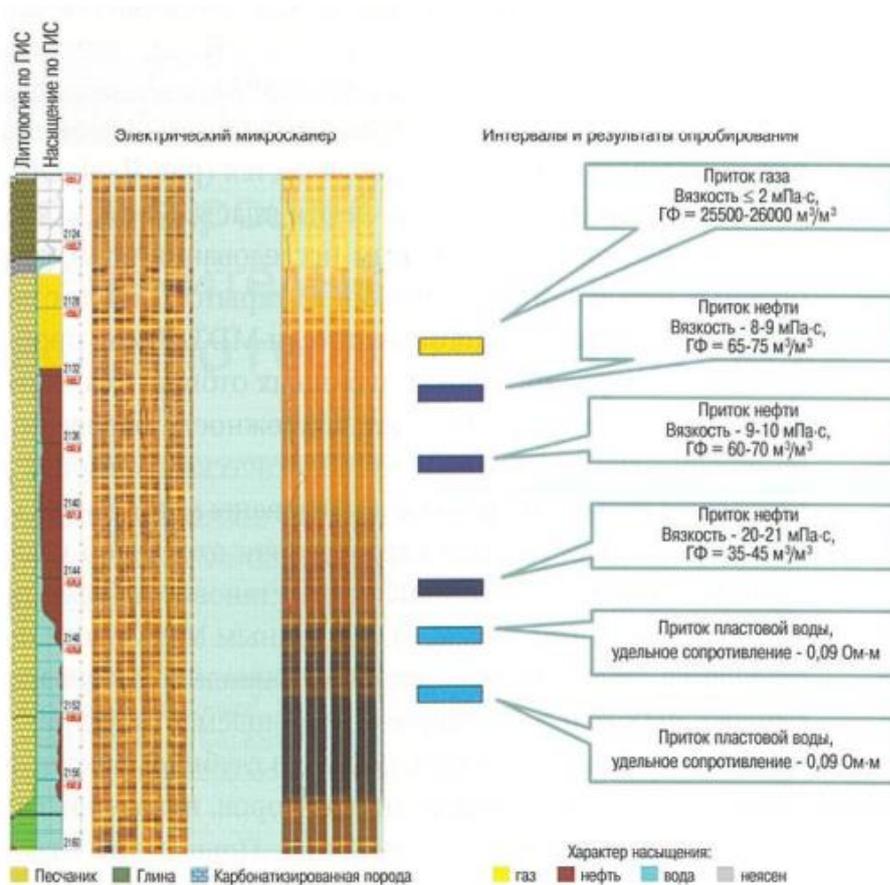


Рисунок 20 – Результаты определения гидродинамических свойств углеводородов по геологическому разрезу при исследовании пласта в открытом стволе скважины

Для учета дифференциации свойств нефти по глубине и получения средневзвешенных параметров для подсчета запасов можно использовать композиционную гидродинамическую модель. Задание флюидальных свойств в гидродинамической модели осуществляется следующим образом:

- 1) настройка единого уравнения состояния на две пробы, одна из которых отбиралась вблизи ГНК, вторая вблизи ВНК;
- 2) донасыщение нефти, отобранной вблизи ГНК, в PVT-модели до предельного насыщения равновесным газом по методике [21].

3) выгрузка составов нефти для композиционной гидродинамической модели.

4) инициализация гидродинамической модели и оценка свойств нефти для подсчета запасов.

Для уравнения состояния, в данном исследовании, настраивалось на две пробы:

- проба, отобранная вблизи к ГНК, в зоне с начальным пластовым давлением; давление отбора составляло 13,8 МПа; проба кондиционная, характеризуется высоким давлением насыщения 13 МПа, вязкость нефти – 7,85 мПа·с;

- проба, отобранная вблизи ВНК, давление отбора 12,5 МПа выше давления насыщения 11,4 МПа; вязкость нефти – 22,4 мПа·с.

Моделирование PVT-свойств пластовой нефти проводилось в ПО PVTi с применением кубического уравнения состояния Соаве - Редлиха - Квонга с поправкой плотности и корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка (LBC). Два состава нефти были занесены до компонента C_{7+} , далее компоненты C_{7+} , разделялись на четыре псевдофракции с использованием метода Виссона. Компоненты N_2 , CO_2 , C_1-C_6 были сгруппированы для ускорения расчетов на композиционной модели. Сложность заключалась в одновременной настройке плотности и вязкости двух проб с существенным различием этих параметров. Для настройки плотности изменялся шифт-параметр фракций для настройки вязкости нефти – критический объем псевдофракций и коэффициенты в корреляции (LBC).

После настройки уравнения состояния состав пластовой нефти из скважины был поэтапно «донасыщен» равновесным газом до предельного насыщения в PVT-симуляторе. Результаты настройки флюидальной модели приведены в таблице 13. Из нее видно, что изменение свойств нефти в зависимости от давления в модели близко к результатам лабораторного исследования проб.

Таблица 13 – Результаты настройки флюидальной модели

Показатели	Лабораторные данные	Модель	Отклонение, %
Давление насыщения $p_{нас}$, МПа	130,1/114,20	130,1/118,45	0,0/3,7
Плотность пластовой нефти при $p_{нас}$, г/см ³	0,8075/0,8277	0,813/0,8314	0,7/0,4
Газосодержание нефти при однократном разгазировании, м ³ /м ³	78,7/67,6	77,2/65,3	-1,9/-3,5
Плотность дегазированной нефти при однократном разгазировании, г/см ³	0,873/0,8866	0,8756/0,8830	0,3/-0,4
Объемный коэффициент при однократном разгазировании при $p_{нас}$	1,179/1,154	1,172/1,139	-0,6/-1,3
Вязкость нефти при пластовом давлении, мПа·с	7,85/22,4	7,53/21,73	-4,1/-3,0
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	37/78	38,8/77,8	4,9/-0,3

Задание куба составов в композиционной модели с учетом слоя вязкой нефти вблизи ВНК и предельного насыщения нефти на ГНК позволило корректно задать дифференциацию свойств нефти по глубине. Куб вязкости пластовой нефти, полученный в модели, представлен на рисунке 21. По результатам инициализации удалось оценить средневзвешенные свойства нефти для подсчета запасов: плотность нефти составила 0,87 г/см³, объемный коэффициент - 1,14, газосодержание - 80 м³/т, вязкость - 9,04 мПа·с. Параметры нефти для подсчета запасов оценивались с учетом условий сепарации, близких к промышленным условиям подготовки нефти.

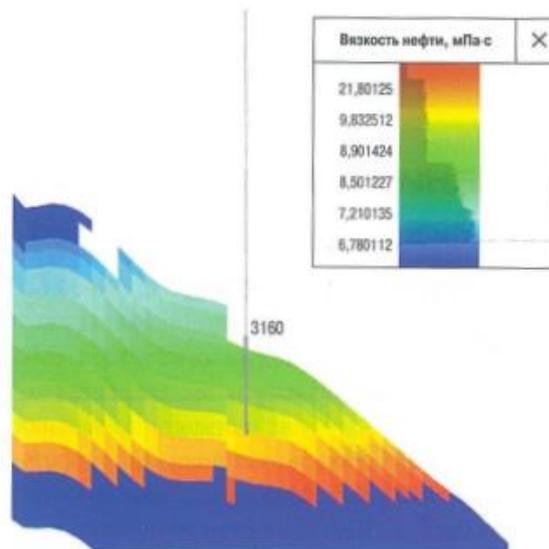


Рисунок 21 – Куб вязкости пластовой нефти

2.2 Дифференциация нефтей по химическому составу и физико-химическим свойствам по примеру месторождений самарской области

Исследования типизации нефти проводилось для месторождений на начальном этапе разработки. С этой целью проведено комплексное аналитическое исследование 30 проб нефтей месторождений южной, центральной и северной зон Самарской области из отложений девона и карбона [22].

С целью выявления основных параметров состава нефтей месторождений южной части Самарской области, определяющих их физико-химические свойства, проведен факторный анализ взаимосвязей определенных характеристик. Установлено, что плотность, а также вязкость, увеличивается при уменьшении содержания в нефти бензинов, легких и средних фракций, низкомолекулярных алканов относительно тяжелых гомологов, в большей степени нормальных, а также при увеличении содержания смол, особенно спиртобензольных. Содержание асфальтенов значимого влияния на формирование физико-химических свойств нефтей не оказывает. Увеличение показателя термического анализа Р связано с увеличением содержания в нефтях высокомолекулярных парафиновых углеводородов.

Методом кластерного анализа, нефти южной зоны Самарской области разделены на 3 основные группы.

В первую группу входят самые легкие нефти, отобранные с месторождений: Западно-Пиненковское, Крюковское, Шапкинское, характеризующиеся самыми низкими значениями плотности (0,7918-0,8090 г/см³) и вязкости (2,9-3,8 сСт), содержания смол (4,0-4,5 %), особенно асфальтенов (0,1-0,3 %), и самыми высокими значениями содержания бензинов (34,8-38,8 %), низкомолекулярных нормальных парафиновых углеводородов относительно тяжелых гомологов.

Взаимосвязь характеристик состава самых легких нефтей свидетельствует о катагенном изменении их состава, которое сопровождается уменьшением плотности, содержания смолисто-асфальтеновых веществ и увеличением доли низкомолекулярных парафиновых углеводородов.

Во вторую группу входят нефти, добываемые из отложений карбона, отобранные с месторождений: Западно-Пиненковское, Мамуринское, Малочерниговское, Шаболовское.

Состав этих нефтей отличается от состава нефтей 1 группы повышенными значениями плотности (0,8111-0,8388 г/см³) и вязкости (4,2-7,6 сСт), содержания масел (61,1-74,9 %), смолисто-асфальтеновых веществ (в среднем 7,3 %), а также пониженными значениями содержания бензинов (в среднем 26 %), легких парафиновых углеводородов относительно тяжелых гомологов как нормальных, так и изопреноидных.

Сопоставительный анализ изменения характеристик состава и свойств нефтей 1 и 2 групп с учетом геологической привязки проб нефтей по эксплуатационным пластам, а также с учетом изменения концентрации ванадилсодержащих соединений (увеличение в нефтях карбона) позволяет сделать предположения относительно преобразования состава нефтей, а именно:

– состав нефтей Западно-Пиненковского месторождения и Шапкинское месторождения преобразован вследствие потери при фильтрации смолисто-асфальтеновых веществ;

– состав нефти Шаболовского месторождения обеднен легкими и средними фракциями в результате предпочтительной первичной фильтрации более подвижной и более легкой нефти.

Нефти третьей группы, отобранные с месторождений: Верхне-Гайское, Мамуринское, Крюковское - самые тяжелые среди нефтей месторождений южной зоны Самарской области.

Для них характерны самые высокие значения плотности (0,8535-0,8871 г/см³) и вязкости (11,6-185,3 сСт), высокое содержание тяжелых фракций, в компонентном составе - самое низкое содержание бензиновых фракций (в среднем 17 %), в углеводородном составе - наличие высокомолекулярных н-алканов с числом атомов углерода 48-54 (рисунок 22).

Для нефтей месторождений южной зоны характерны самые высокие концентрации смолисто-асфальтеновых веществ (в среднем 13,5 %).

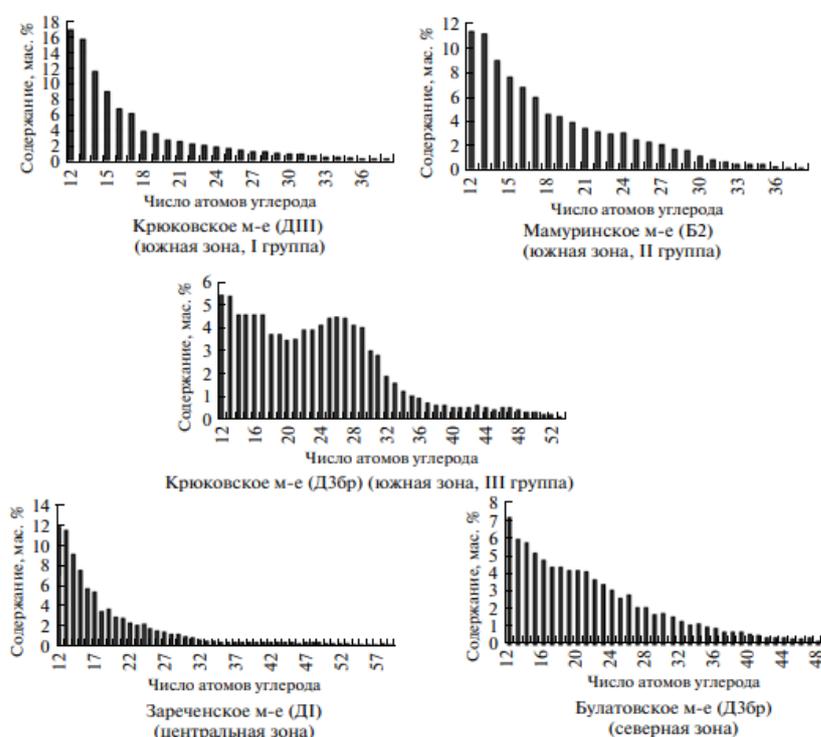


Рисунок 22 – Молекулярно-массовое распределение н-алканов характерных нефтей месторождений Самарской области

Для анализа характеристик состава и свойств нефтей месторождений центральной зоны Самарской области, были представлены три пробы из девонских отложений Зареченского месторождения и одна проба из девонских отложений Жихаревского месторождения.

Вследствие малого числа проб статистическую обработку данных методами кластерного и факторного анализов провести было невозможно. От нефтей девонских отложений первых двух кластеров южной части Самарской области, нефти девонских отложений центральной части отличаются несколько повышенными значениями плотности (0,8317) и вязкости (8,7 сСт), пониженным содержанием легких и средних фракций, бензинов (24,2 %), наличием в составе парафиновых углеводородов высокомолекулярных н-алканов с числом атомов углерода >52. Компонентный состав этих нефтей отличается также большим содержанием масел (66,2 мас. %) и смолисто-асфальтовых компонентов (9,7 мас. %). По содержанию соединений с ванадилловыми комплексами эти нефти близки к нефтям из отложений карбона южной зоны.

Таким образом, девонские нефти центральной зоны являются более тяжелыми за счет большего содержания в них высокомолекулярных парафинов, смол и асфальтенов.

Для анализа взаимосвязей характеристик физико-химических свойств и химического состава нефтей были отобраны нефти с месторождений Казаковское, Лапинское, Булатовское, Погрузное.

Нефти месторождений северной зоны Самарской области значительно отличаются от нефтей месторождений южной и центральной зон. В них больше смол (в среднем 32,7 мас. %) и асфальтенов (в среднем 8,4 мас. %), ванадилсодержащих соединений (около $4000 \cdot 10^{-16}$ сп/см³), меньше бензиновых фракций (в среднем 7,6 %), легких углеводородов как нормального, так и изопреноидного строения (рисунок 22). В соответствии с составом эти нефти обладают высокими плотностью (в среднем 0,9356 г/см³) и вязкостью (в среднем 585,2 сСт).

Из нефтей месторождений северной зоны резко выделяется нефть Лапинского месторождения. Значительно меньшие значения плотности ($0,8744 \text{ г/см}^3$) и вязкости ($103,6 \text{ сСт}$) лапинской нефти обусловлены меньшими концентрациями смол ($26,9 \%$) и асфальтенов ($1,2 \%$). Облегчение состава этой нефти может быть обусловлено выпадением смол и асфальтенов в пласте или призабойной зоне. Возможно и другое объяснение этого факта. Ниже по разрезу расположена залежь аномально вязкой нефти ($>1500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) в фаменском рифовом резервуаре. Вероятно, из-за несовершенства покрышки произошла эмиграция легких углеводородов из фаменского резервуара в турнейский и, соответственно, облегчение нефти.

2.3 Анализ влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высоковязких нефтей

Для научного обоснования подходов к созданию технологий извлечения вязких и высоковязких нефтей необходимы как исходные данные о содержании и составе отдельных групп нефтяных компонентов, так и информация о характере изменения состава и свойств нефтей в результате техногенного воздействия на пласт.

Эффективными вытесняющими агентами, используемыми для увеличения нефтеотдачи пласта, являются композиции, содержащие химические реагенты, в том числе поверхностно-активные вещества (ПАВ) различного типа. Чтобы подобрать ПАВ для нефтевытесняющих композиций и увеличения нефтеотдачи из конкретного месторождения требуется проведение предварительных лабораторных исследований.

Данное исследование, по изучению изменения свойств и состава нефти, проводилось на промысловых пробах высоковязкой высокосмолистой нефти Усинского месторождения [23].

Исследованные промысловые пробы нефти Усинского месторождения включали 10 проб из верхнего (ВО), среднего (ВО-СО) и нижнего объектов (СО-НО, НО) пермо-карбоновой залежи, из которых две пробы нативной нефти были отобраны из пластов (скважины №№ хх1, хх2), разрабатываемых

в естественном режиме (не подвергавшихся воздействию пара и нефтевытесняющих композиций), одна проба нефти отобрана из пласта (скважина № хх3), разрабатываемого путем паротеплового воздействия (ПТВ), шесть проб нефтей, отобранных в определенном интервале времени из пластов (скважины №№ хх4, хх5), в которые были закачаны нефтевытесняющие композиции НИНКА и нетрольная, разработанные в ИХН СО РАН [24, 25].

Нефтевытесняющая композиция НИНКА состоит из карбамида (32 %), аммиачной селитры (16 %), поверхностно-активного веществ (ПАВ – 2 %), пластовой воды (50 %). При использовании композиции карбамид гидролизуется с выделением аммиака и углекислого газа. Углекислый газ растворяется в нефти, что приводит к возрастанию ее объема и, соответственно, увеличению фазовой проницаемости коллектора по нефти, а также снижению вязкости нефти, повышению гидрофильности и проницаемости породы.

Аммиачная селитра с аммиаком, получающимся в пласте в результате гидролиза карбамида, образует щелочную систему с высокой буферной емкостью в интервале рН от 9,0 до 10,5 и в 3,5 раза снижает набухаемость бентонитовых глин и глинистых цементов коллектора. Применение одного из ПАВ позволяет значительно снизить межфазное натяжение нефти на границах с водным слоем и породой, что существенно влияет на механизм и эффективность вытеснения нефти.

Композиция за счет паротеплового воздействия и взаимодействия нетрола с карбонатной породой генерирует в пласте CO_2 , аммиак и щелочную буферную систему. Образующийся в пласте CO_2 вызывает снижение вязкости нефти, что вызывает благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы. ПАВ совместно со щелочной буферной системой способствует деструкции, разжижению межфазных высоковязких слоев или пленок, образующихся на границах нефть - вода - порода.

Определение содержания органических (нафтеновых кислот) в нефтях проводили потенциометрическим титрованием спиртовым раствором щелочи на рН-метре «рН-150МА».

Расчет содержания (мас. %) СООН-групп и свободных нафтеновых кислот C_k проводили по формулам:

$$C_{\text{СООН}} = (V_t - V_0) \cdot N_t \cdot m \cdot \frac{45}{10}, \quad (21)$$

$$C_k = \frac{C_{\text{СООН}} \cdot \text{ММ}}{45}, \quad (22)$$

где V_t и V_0 – объемы (мл) раствора щелочи (гидроксида калия), израсходованные при титровании пробы до точки эквивалентности и в холостом опыте, соответственно;

N_t – концентрация раствора титранта (щелочи), моль/л;

45 – эквивалент СООН-группы;

m – масса пробы нефти, г;

ММ – молекулярная масса нафтеновых кислот (300 а.е.м).

Групповой (компонентный) состав нефтей (содержание насыщенных и ароматических углеводородов, смол) определяли методом жидкостно-адсорбционной хроматографии деасфальтенизата на двойном сорбенте: силикагель и оксид алюминия (II степени активности) по методике ВНИГРИ [26]. Элюирование фракций насыщенных углеводородов (масла), ароматических углеводородов и смол проводили последовательно гексаном, бензолом и смесью спирт-бензола (1:1 по объему).

В колонку длиной $l=50$ см, диаметром $d=1,0$ см загружали последовательно оксид алюминия II степени активности по Брокману (внизу) и силикагель (вверху). Оксид алюминия (заводского изготовления) прокаливали в течение 4 час в муфельной печи при температуре $+400$ °С, охлаждали и добавляли дистиллированную воду из расчета адсорбент:вода = 97:3 (масс, частей). Силикагель марки АСКГ предварительно прокаливали при $T=180$ °С в течении 4 часов. Элюирование проводили последовательно гексаном, бензолом и смесью спирт-бензол=1:1. Во фракции, элюируемой

гексаном, содержатся парафино-нафтеновые углеводороды (ПНУ), бензолом – ароматические углеводороды, спирт-бензолом элюируют смолы.

Предварительно из нефтей были выделены и определены гравиметрически асфальтены холодным методом Гольде [27]: навеску нефти растворяли в 40-кратном избытке гексана, ставили в темное место для осаждения асфальтенов, спустя 24 часа раствор нефти фильтровали через предварительно взвешенный бумажный фильтр. Фильтр тщательно промывали гексаном от смол, сушили и взвешивали. Массу асфальтенов определяли по разности массы фильтра с асфальтенами и массы фильтра.

Определение индивидуального состава углеводородов (насыщенных и ароматических) проводили с использованием квадрупольного хромато-масс-спектрометра R-10-10С фирмы «NERMAG» (Франция). В приборе использован принцип присоединения капиллярной колонки к масс-анализатору без применения сепаратора. Хроматограф: колонка «SUPELCO», газ-носитель – гелий, режим: изотермический с последующим нагревом $T_{нач}=70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{макс}=280\text{ }^{\circ}\text{C}$, затем с выдержкой в изотермических условиях до полной очистки колонки.

Масс-спектрометр: метод ионизации – электронный удар; энергия ионизирующих электронов 70 эВ; температура ионизационной камеры 230 °С; диапазон регистрируемых масс 33–400 а.е.м.; длительность развертки спектра – 0,4 с.

В таблице 14 представлены результаты определения нафтенных кислот в исследуемых пробах Усинских нефтей.

Таблица 14 – Характеристика исследуемых нефтей и содержание в них нафтенных кислот

№ скв.	Интервал перфорации, м	Способ нефтевытеснения, композиция	Объект	Содержание нафтенных кислот, мас. %
xx1	1266-1284	Без композиции	ВО	1,4
xx5	1389-1429	нетрольная	ВО-СО	0,7
xx5	1389-1429	нетрольная	ВО-СО	2,6
xx5	1389-1429	нетрольная	ВО-СО	3,7
xx2	1395-1396	Без композиции	НО	1,2
xx5	1281-1299	НИНКА	СО-НО	0,9

Продолжение таблицы 14

xx5	1281-1299	НИНКА	СО-НО	1,1
xx5	1281-1299	НИНКА	СО-НО	2,2
xx3	1185,5-1228	ПТВ	ВО	1,8
xx3	1185,5-1228	НИНКА+ПТВ	ВО	1,5

Результаты исследований показали, что для Усинских нефтей характерно относительно высокое содержание нафтеновых кислот (0,7-3,7 мас. %) независимо от методов разработки залежей.

Содержание нафтеновых кислот в нефти в первые месяцы после введения нетральной композиции в пласт (скважина № xx4) снизилось в 2 раза, а уже через 11 и 22 мес. увеличилось на 85 и 165 % отн., соответственно. Аналогичным образом изменилось содержание нафтеновых кислот в нефти, добытой из пласта, в который была введена композиция НИНКА (скважина № xx5). Воздействие в комплексе ПТВ и композиции НИНКА привело к незначительному снижению содержания нафтеновых кислот в нефти (скважина № xx3). Изменение содержания нафтеновых кислот может быть связано с доотмывом более тяжелых высокомолекулярных компонентов нефти с породы при помощи нефтewытесняющих композиций.

Характер изменения группового состава образцов нефтей, полученных из пластов после обработки нефтewытесняющими композициями, представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Групповой состав нефтей Усинского месторождения

№ скв.	Способ нефтewытеснения, композиция	Содержание, мас. %				
		Фракция н.к. 200 °С	Масла	Ароматические УВ	Смолы	Асфальтены
xx1	Без композиции	22,8	24,1	38,7	7,0	7,4
xx4	нетральная	16,3	23,5	40,3	12,5	7,4
xx4	нетральная	1,1	57,2	15,4	13,7	12,6
xx4	нетральная	13,3	36,4	31,4	10	8,9
xx2	Без композиции	25,0	34,3	25,4	8,3	7,0
xx5	НИНКА	22,5	33,5	28,6	7,2	8,2
xx5	НИНКА	16,4	50,2	18,1	7,4	7,9
xx5	НИНКА	26,1	35,2	21,6	9,2	7,9
xx3	ПТВ	4,8	48,9	21,6	14,9	9,8
xx3	НИНКА+ПТВ	24,1	33,7	24,3	8,4	9,4

Как показали результаты анализа группового состава, для нефтей Усинского месторождения характерно высокое содержание асфальтенов и смол. В нефтях, добытых из пластов, не подвергнутых обработке композициями и паротепловым воздействием (скважины №№ хх1, хх2), содержание смол находится в пределах 7,0-8,3 мас. %, асфальтенов 7,0-7,4 мас. %.

В нефти, полученной из пласта, обработанного нетрольной композицией (скважина № хх4) через 1 мес. повысилось содержание смол, через 11 мес. – смол и асфальтенов, но по истечении 22 мес. в количество смолисто-асфальтеновых соединений снизилось до исходного состояния.

Применение композиции НИНКА не отразилось подобным образом на содержании смолисто-асфальтовых компонентов в нефти за весь период наблюдения.

Данные хроматографии показали также, что в результате воздействия нетрольной композиции (скважина № хх4) в нефти произошло существенное увеличение доли насыщенных (парафино-нафтеновых) углеводородов (суммарно фракции н.к. – 200 °С и масел) за счет снижения содержания ароматических углеводородов. В распределении парафино-нафтеновых углеводородов увеличилась доля масел за счет снижения содержания легкой фракции (н.к. – 200 °С). Через 22 мес. групповой состав нефти практически достиг исходного состояния.

В результате воздействия на пласт композиции НИНКА в нефти (скважина № хх5) также, как и при обработке нетрольной композицией, в первые 11 месяцев произошло увеличение доли парафино-нафтеновых углеводородов (суммарно фракции н.к. – 200 °С и масел) за счет снижения содержания ароматических углеводородов. Среди парафино-нафтеновых углеводородов увеличилась доля масел за счет уменьшения содержания легкой фракции (н.к. – 200 °С). С течением времени групповой состав нефти практически возвратился к исходному. В результате введения композиции НИНКА в пласт, разрабатываемый при паротепловом воздействии (скважина

№ хх3), в добываемой нефти через 11 мес. произошло снижение в 1,5 раза содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, особенно смол, а также плотности нефти (от 952,8 до 929,9 кг/м³). Возросло содержание насыщенных и ароматических углеводородов.

Анализ хромато-масс-спектральных данных показал, что в составе углеводородов в результате комплексной обработки пласта паром и композицией НИНКА (скважина № хх3) содержатся насыщенные углеводороды: алканы, пентациклические тритерпаны – гопаны; ароматические углеводороды: нафталины, фенантрены, полициклоароматические углеводороды (ПАУ), триароматические стераны. В результате обработки пласта в нефти увеличилось содержание гопанов (с 18 до 26 отн. %) и аренов (с 18 до 23 отн. %) (нафталины, фенантрены, полициклоароматические углеводороды, триароматические стераны). В свою очередь, среди аренов в 3 раза возросла доля фенантренов, а среди n-алканов – C₂₁-C₃₃ гомологов. Содержание алкилбензолов, присутствующих среди углеводородов в малой концентрации (0,7 отн. %), в результате закачки в скважину композиции не изменилось.

Таким образом, использование нефтевытесняющих композиций для извлечения высокосмолистых малопарафинистых нефтей привело к снижению содержания в нефти смол и, как следствие, плотности нефти. Эти изменения могут быть следствием смещения равновесия распределения отдельных нефтяных компонентов: смол (в частности карбоновых кислот), низкомолекулярных n-алканов и ароматических углеводородов в системе нефть – водная фаза в сторону последней за счет введения в скважину композиции с поверхностно-активными веществами, повышающими растворяющую способность водной фазы.

С увеличением времени после закачки концентрация композиции и, как следствие, растворяющая способность водной фазы снижаются, состав нефти постепенно возвращается к исходному.

Похожее исследование проводилось для высоковязких нефтей Тамсагбулага (смесь флюидов из пяти скважин), Цагаан-Элса (смесь флюидов из семи скважин) и Зуунбаяна двух горизонтов (1372 и 700 м) основных продуктивных пластов месторождений Монголии [28].

Образцы исследуемых нефтей отобраны с глубин 700-2480 м. Пластовые температуры для месторождений Цагаан-Элс и Зуунбаян лежат в интервале +30 ...+40 °С, для Тамсагбулаг – +50...+75 °С. Нефти Монголии обладают относительно высокой плотностью (0,8450-0,8894 г/см³) и вязкостью (178-1996 мПа·с), содержание смолисто-асфальтовых веществ (САВ) составляет 8-18 мас. %, среди которых доля асфальтенов не превышает 1,1 мас. %. Глубже залегающие нефти месторождения Тамсагбулаг (2311-2480 м) содержат меньше САВ (около 8 %), обладают меньшей плотностью (около 0,8450 г/см³), чем выше залегающие восточно-гобийские (Цагаан-Элс и Зуунбаян), в которых содержание САВ в два раза больше [29].

В качестве нефтewытесняющей композиции, также использовался состав «НИНКА».

Нефть (80 г) термостатировали в присутствии дистиллированной воды (40 г) или нефтewытесняющей композиции (40 г) в закрытом автоклаве при температуре 125 °С в течение 32 ч, затем охлаждали до температуры 20 °С. Время термостатирования подбирали таким образом, чтобы при температуре 125 °С карбамид, входящий в состав композиции, полностью подвергался гидролизу и обеспечивал максимальное действие композиции для вытеснения нефти из породы, а также с учетом пластовой температуры (< 100 °С).

По окончании термостатирования системы нефть–композиция (нефть–дистиллированная вода) выделяли нефтяную фазу и изучали ее свойства, структурный и компонентный состав. Плотности нефтей определяли пикнометрическим методом [26].

ИК-спектры анализируемых образцов нефтей регистрировали при помощи ИК-Фурье спектрометра Nicolet 5700 (разрешение 4 см⁻¹, число

сканов пробы – 64) в области 1800-600 см⁻¹ в тонком слое между стеклами из KBr.

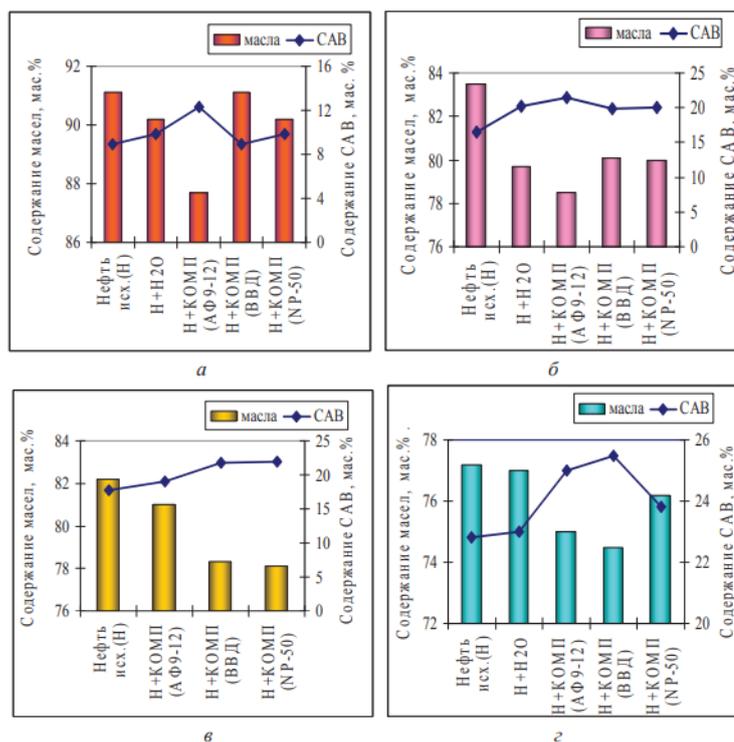
Расчет спектральных коэффициентов (C), отражающих соотношение содержания в нефти различных структур, проводили с использованием значений оптических плотностей (D) полос поглощения при определенных длинах волн в ИК-спектрах нефтей в соответствии с [26, 30].

Компонентный состав (масла, смолы и асфальтены) нефтей и продуктов их термостатирования определяли гравиметрическим методом. Предварительно из нефтяных образцов были выделены асфальтены и определено их содержание холодным методом Гольде [27].

Физико-химическая характеристика и компонентный состав нефтей и продуктов их термостатирования с водой и композициями НИНКА, содержащими различные ПАВ, приведены в таблице 16 и рисунке 23.

Таблица 16 – Физико-химическая характеристика и компонентный состав

Нефти, продукты термостатирования нефтяных систем	Плотность при 20 °С, г/см ³	Содержание па* рафинов, мас. %
Тамсагбулаг (2311-2480 м)		
Нефть	0,8450	14,2
Нефть+вода	0,8595	8,7
Нефть+композиция (ВВД)	0,8534	-
Нефть+ композиция (АФ 9-12)	0,8517	6,6
Нефть+ композиция (NP-50)	0,8588	8,8
Зуунбаян (1372 м)		
Нефть	0,8879	12,3
Нефть+композиция (ВВД)	0,8964	-
Нефть+ композиция (АФ 9-12)	0,8936	7,5
Нефть+ композиция (NP-50)	0,8940	-
Цагаан*Элс (1007-1355 м)		
Нефть	0,8781	9,5
Нефть+вода	0,8819	12,1
Нефть+композиция (ВВД)	0,8823	6,3
Нефть+ композиция (АФ 9-12)	0,8781	-
Нефть+ композиция (NP-50)	0,8776	7,1
Зуунбаян (700-800 м)		
Нефть	0,8894	10,5
Нефть+вода	0,9049	9,7
Нефть+композиция (ВВД)	0,8963	8,9
Нефть+ композиция (АФ 9-12)	0,8981	10,4
Нефть+ композиция (NP-50)	0,8939	-



а) Тамсагбулаг; б) Цагаан*Элс; в) Зуунбаян; г) Зуунбаян
 Рисунок 23 – Содержание масел и САВ в нефтях и продуктах их термостатирования в присутствии воды и композиций НИНКА

Исходные нефти содержат значительное количество парафинов (9-14 мас. %). В продуктах термостатирования в присутствии композиций для всех изученных нефтей снизилось содержание парафинов, что может являться следствием образования при повышенной температуре устойчивых коллоидных частиц с САВ и введенными в состав композиции водными растворами ПАВ. В тяжелых высокосмолистых нефтях асфальтены находятся в коллоидном состоянии, являются дисперсной фазой, а углеводороды и смолы – дисперсионной средой. Состояние таких коллоидных систем зависит от многих факторов, важнейшими из которых являются: концентрация асфальтенов, количественное соотношение углеводородов и смол, а также химическая природа и молекулярная масса вышеперечисленных групп соединений. Известно, что даже небольшие добавки поверхностно-активных веществ в нефть могут значительно замедлить или даже предотвратить формирование пространственных дисперсных структур, образуемых кристаллами парафинов в нефти [31].

Данные, представленные в таблице 16, показали, что плотности нефтей уменьшаются с глубиной их залегания. Незначительное увеличение плотности, наблюдаемое у исследуемых образцов нефтей после термостатирования, произошло из-за наличия некоторого количества эмульгированной воды, перешедшей в нефтяную фазу из композиций, содержащих водные растворы ПАВ. Нефти месторождения Тамсагбулаг содержат на 6-8 % больше масел, чем нефти Восточного Гоби (Цагаан-Элс и Зуунбаян). Кроме того, в результате термостатирования нефтей с композицией НИНКА, в зависимости от входящего в ее состав вида ПАВ, в нефтяных фазах произошло изменение содержания масел и САВ (рисунок 23). Наблюдается тенденция снижения содержания масел на 4-5 отн. %, особенно в более высокосмолистых нефтях Цагаан-Элс и Зуунбаян. Наиболее заметное снижение содержания масел отмечено в нефтяных продуктах, взаимодействующих с композицией НИНКА, содержащей в качестве ПАВ «НЕОНОЛ АФ 9-12», «НЕОНОЛ НР-50». Содержание смол и асфальтенов в продуктах термостатирования нефтей в присутствии композиций увеличилось на 3-5 отн. %.

В результате термостатирования нефтей с композициями более существенные изменения состава произошли в низкосмолистой нефти Зуунбаян (1372 м): возросло общее содержание ароматических (0,26-0,38) и разветвленных алифатических структур при воздействии растворами на основе ПАВ АФ 9-12 и НР-50, снизилась доля полизамещенных ароматических соединений. Тогда как в более высокосмолистых нефтях Цагаан-Элс и Зуунбаян (700-800 м) их количество снизилось (1,7-1,4).

Отмеченные изменения спектральных коэффициентов в продуктах взаимодействия нефтей с композициями, включающими НЕОНОЛЫ АФ 9-12 и НР-50, могут являться следствием хорошей растворимости вышеуказанных ПАВ в нефтяных системах.

Коэффициенты окисленности для продуктов взаимодействия нефтей Тамсагбулаг, Цагаан-Элс и Зуунбаян (700-800, 1372 м) с композициями

остались неизменными или незначительно снизились. В продуктах термостатирования исследуемых нефтей незначительно увеличилось содержание амидов карбоновых кислот (0,02-0,06), что свидетельствует о взаимодействии карбоновых кислот с аммиаком, выделившимся в результате гидролиза карбамида.

Анализируя все полученные данные, можно сделать некоторые выводы:

- Обнаружено незначительное увеличение плотности нефтей за счет эмульгированной воды, перешедшей в нефтяную фазу из композиций, содержащих водные растворы ПАВ;
- Термостатирование системы нефть–композиция и нефть–вода привело к снижению в нефтяной фазе доли масел, содержания твердых парафинов, увеличению относительного содержания ароматических углеводородов в нефти;
- Существенных изменений в содержании разветвленных и прямоцепочечных алканов, карбоновых кислот и их амидов в результате термостатирования нефтей с водой и композициями, включающими различные ПАВ, не отмечено.

2.4 Изучение влияния нефтewытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей

Для исследования [32] были взяты высокопарафинистые нефти двух месторождений, расположенных на территории Томской области: Фестивального и Майского (таблица 17). Нефти отличаются возрастом и типом вмещающих пород.

Таблица 17 – Физико-химические свойства и состав нефтей

Месторождение	Содержание в нефти, мас. %						Вязкость, мПа·с	Плотность, г/см ³
	Масла	Смола	Асфальтены	парафины	N	S		
Майское	97,6	1,5	0,97	9,40	0,31	следы	49,36	0,802
Фестивальное	90,9	7,9	1,27	15,31	0,33		32,92	0,847

Нефть Фестивального месторождения залегает в карбонатном коллекторе палеозоя на глубине 3016-3100 м, при температуре 120-128 °С. Нефть Майского месторождения отобрана с глубины 3139-3161 м из терригенного коллектора нижней юры. Средняя температура в пласте 125-130 °С. Нефти значительно отличаются друг от друга содержанием парафина, смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), вязкостью и плотностью.

В качестве нефтewытесняющей композиции использовали состав «НИНКА», содержащий 2 % ПАВ, 16 % аммиачной селитры, 32 % карбамида и 50 % дистиллированной воды. С целью изучить влияние различных ПАВ на состав и свойства нефти применяли поочередно три реагента: NP-50, АФ 9-12, нефтенол ВВД [33].

Воздействие композиций на состав и свойства нефти изучали в лабораторных условиях, данный процесс описан более подробно в пункте 2.3.

Вязкость нефтей после дегазации измеряли с помощью вискозиметра «Реокинетика», который реализует вибрационный метод измерения; плотность нефтей определяли пикнометрическим методом [26]. Содержание общего азота ($N_{\text{общ.}}$) и серы ($S_{\text{общ.}}$) определяли, соответственно, методами окислительной деструкции в слое NiO и колбовым методом по Шенигеру [26], содержание асфальтенов – осаждением их из нефти 40-кратным избытком гексана. Содержание масляных компонентов определяли после горячей экстракции их гексаном с силикагеля в аппарате Сокслета, смолы экстрагировали смесью спирт:хлороформ в соотношении 7:93. Определение содержания парафина проводили методом вымораживания [34].

ИК-спектры снимали на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» в тонком слое в области 400-4000 см^{-1} . Дальнейшую обработку ИК-спектров и определение оптической плотности проводили с использованием программного обеспечения «OMNIC 7.2» Thermo Nicolet Corporation.

Результаты воздействия композиций при температуре 125 °С на элементный и функциональный состав нефти, а также ее основные показатели представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Физико-химические свойства и состав нефтей после воздействия на них композиций

Объект исследования	Содержание в нефти, мас. %					Вязкость, мПа·с
	Масла	Смолы	Асфальтены	N	S	
Нефть Майского месторождения						
НИНКА с NP-50	97,1	2,6	0,24	0,28	следы	19,46
НИНКА + ВВД	97,3	2,3	0,43	0,17		18,87
НИНКА с АФ 9-12	97,7	2,3	0,08	0,26		16,72
вода	97,8	2,1	0,03	0,28		35,96
Нефть Фестивального месторождения						
НИНКА с NP-50	92,1	6,1	1,82	0,26	0,08	93,04
НИНКА + ВВД	92,6	6,6	0,85	0,25	следы	85,05
НИНКА с АФ 9-12	89,5	8,2	2,35	0,27	0,13	133,22
вода	92,6	6,1	1,28	0,23	следы	5913

Высокая вязкость нефтей зависит от механической прочности структур, образуемых смолами, асфальтенами, кристаллами парафинов, а также глобулами эмульгированной воды, которые стабилизируются природными эмульгаторами нефти. Согласно полученным результатам взаимодействие композиции с нефтью приводит к уменьшению ее вязкости. Прежде всего, это связано с деэмульгирующими свойствами ПАВ, которые приводят к разрушению эмульсии нефть – вода, присутствующей в исходных образцах и обуславливающей, наряду с высоким содержанием парафина, повышенную вязкость. В нефти Майского месторождения содержание воды было в следовых количествах, в более парафинистой нефти Фестивального месторождения – 17,5 %. Видимо, поэтому особенно сильное снижение вязкости при контакте с композициями отмечено именно для этой нефти. Однако ее термостатирование с дистиллированной водой привело к резкому увеличению вязкости. Аномалия вязкости, возникающая при охлаждении высокопарафинистой нефти незадолго до наступления структурного застывания, объясняется появлением дисперсной фазы в виде кристаллов парафина, еще не связанных между собой вследствие недостаточной их концентрации или присутствия веществ, препятствующих соединению кристаллов.

Общим для обеих нефтей является то, что в результате всех экспериментов в них произошло незначительное уменьшение содержания азота (таблица 18), что может быть следствием термодеструкции гетероорганических соединений нефти с образованием газов.

Взаимодействие с парами дистиллированной воды привело также к снижению в нефтях массовой доли САВ, которое может быть обусловлено их частичным разрушением с образованием масляных компонентов. В нефти Майского месторождения снижается преимущественно содержание асфальтенов, в нефти Фестивального – смол (таблица 18).

Воздействие композиции в сочетании со всеми разновидностями рассмотренных выше ПАВ на нефть Майского месторождения, отличающейся повышенной долей асфальтенов на фоне очень низкого общего содержания САВ, привело к незначительному повышению массовой доли САВ и, соответственно, снижению содержания масел. Максимальный эффект наблюдался при наличии в композиции слабо растворимых в нефти ПАВ. Увеличение содержания САВ в нефти Фестивального месторождения отмечено только при воздействии композиции, содержащей наиболее липофильный неонол АФ 9-12. Остальные ПАВ не оказали заметного влияния на изменение соотношения между концентрацией САВ и масел этой высокопарафинистой смолистой нефти.

Известно, что сложные многокомпонентные поверхностно-активные материалы часто обладают свойствами, отличными от свойств индивидуальных синтетических ПАВ, входящих в их состав. Свойства ПАВ можно регулировать при помощи добавок органических полярных веществ различной молекулярной массы и неорганических электролитов. Любая добавка органических и неорганических веществ изменяет условия молекулярного взаимодействия ПАВ и свойства мицеллярных структур в растворе. Видимо, поэтому влияние ПАВ на изменение группового состава нефтей зависит не только от свойств самих ПАВ, но и от содержания в нефти и природы САВ, с которыми они взаимодействовали в ходе эксперимента.

Так, к повышению доли суммарного содержания САВ в высокосмолистой и высокопарафинистой нефти могло привести взаимодействие короткоцепочечного липофильного неонола с содержащимися в нефти природными ПАВ (смолы, асфальтены, парафины). В то время как гидрофильные ПАВ вызывали небольшое снижение содержания этой группы соединений. Для нефти с меньшей концентрацией смол и парафина, повышенной доли асфальтенов в смеси САВ воздействие этих же ПАВ привело к противоположному эффекту. Возможно также, что присутствие всех использованных композиций стабилизирует САВ нефти, в которой их концентрация низка, а для смолистой нефти стабилизирующее воздействие оказывает только композиция с липофильным АФ 9-12.

Как видно из рисунка 24 основными полосами поглощения неонла АФ 9-12 (как и других использованных нами ПАВ) в области $2000-500\text{ см}^{-1}$ являются валентные колебания связей $\text{C}=\text{C}$ ароматического кольца в интервале $1625-1575\text{ см}^{-1}$ и $1525-1475\text{ см}^{-1}$, плоские деформационные колебания связи $\text{C}-\text{H}$ в интервале $1225-1000\text{ см}^{-1}$ и неплоские деформационные колебания связи $\text{C}-\text{H}$ в интервале $680-900\text{ см}^{-1}$, характерные для моно-, ди- и тризамещенных аренов, а также валентные колебания связей $-\text{C}-\text{O}-\text{C}-$ в интервале $1150-1060\text{ см}^{-1}$.

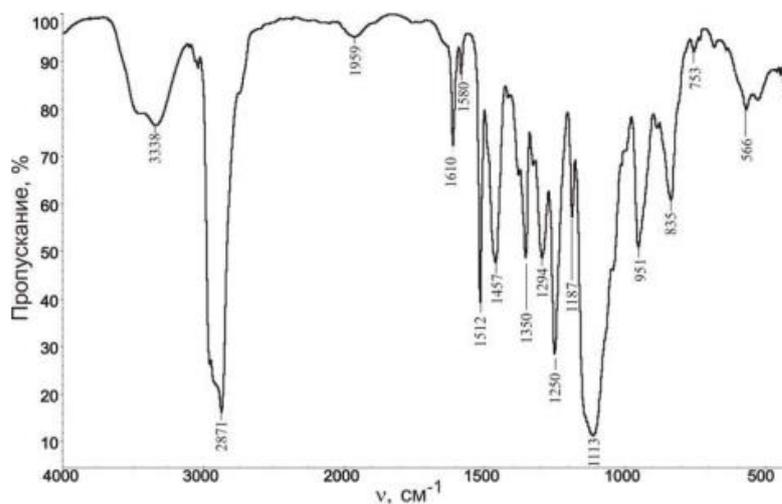


Рисунок 24 – ИК-спектр неонла АФ 9-12

Поскольку доля ПАВ в смеси нефть: композиция составляет менее 1 %, то полосы поглощения ПАВ, имеющие максимальную интенсивность в области $2000-500\text{ см}^{-1}$, в ИК-спектрах нефтей после обработки композицией не проявляются (рисунок 25).

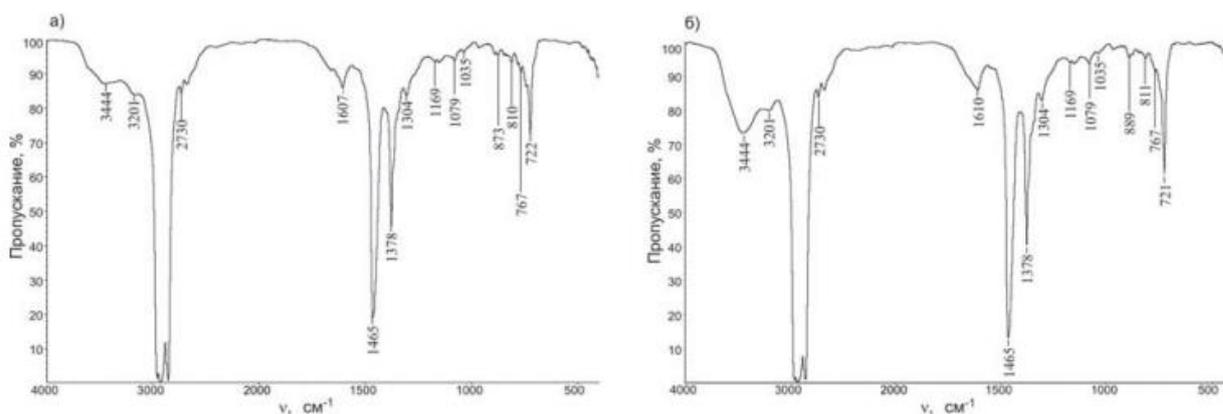


Рисунок 25 – ИК-спектр нефти Майского (а) и Фестивального (б) месторождения после термостатирования с композицией НИНКА на основе АФ 9-12

Тем не менее, рассчитанные на основании результатов ИК-спектрометрии спектральные коэффициенты [30] свидетельствуют об увеличении в нефтях, контактировавших с композициями, общей доли ароматических соединений и снижении алифатичности нефтей. Для всех изученных объектов повысилась доля разветвленных структур, условное содержание полизамещенных ароматических соединений снизилось. ИК-спектрометрический анализ показал, что контакт нефтей с дистиллированной водой практически не оказал на них влияния.

Следует отметить, что максимальные изменения спектральных коэффициентов отмечены для нефтей, обработанных композицией НИНКА с АФ 9-12, а минимальные – с NP-50. Такое различное влияние композиции может быть связано со свойствами применяемых ПАВ. Неонол NP-50 и нефтенол ВВД обладая лучшей растворимостью в воде, оказывают на изменения в составе нефтей меньшее влияние, чем неонол АФ 9-12.

Полученные результаты могут быть полезны при разработке критериев оценки эффективности использования нефтевытесняющих композиций с

различными ПАВ, а также для определения и предсказания товарных характеристик добываемых нефтей.

Анализируя все полученные данные, можно сделать некоторые выводы:

– На изменение группового состава нефтей влияют состав и содержание в нефти смолисто-асфальтеновых компонентов, а также поверхностно-активные вещества, с которыми они взаимодействуют. Использование гидрофильных поверхностно-активных веществ приводит к росту содержания смол в малосмолистой нефти и снижению этого показателя для высокосмолистой нефти;

– Данные ИК-спектроскопии свидетельствуют о снижении алифатичности и росте ароматичности нефтей при воздействии композиции. Максимальные изменения спектральных коэффициентов фиксируются при применении в композиции неонола АФ 9-12.

2.5 Анализ изменения состава и свойств добываемой нефти в результате проведения ГРП

Образцы добываемых нефтей отобраны из скважин №хх1 Павловской площади и №хх2 Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения до и после применения технологии ГРП (13 образцов). Образцы нефтей, отобранные после воздействия, представлены стойкими эмульсиями нефть-вода, наличие воды контролировали методами термического анализа и микроскопии [35].

Определение плотности нефти проводили пикнометром по ГОСТ 3900-85. Кинематическую вязкость определяли на капиллярном вискозиметре ВПЖ-3 согласно ГОСТ 33-2000. Кроме плотности и вязкости определяли содержание компонентов в остатках нефти после отгона фракции н.к. <200 °С. Экспериментальные данные представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Содержание компонентов в нефтях до и после ГРП

№ обр.	дата	ρ^{20} , кг/м ³	Вязкость, мм ² /с	Содержание компонентов, %			
				бензины	масла	смолы	асфальтены
Скв. хх2							
1	до ГРП	0,908	120,29	22,3	60,6	15,5	1,6
2		0,911	153,35	23,0	64,8	10,8	1,4

Продолжение таблицы 19

3		0,908	116,78	21,1	59,9	17,3	1,7
Среднее		0,9	130,13	22,1	61,8	14,5	1,6
4	после ГРП	0,912	137,43	20,9	54,9	21,5	2,7
5		0,916	125,02	19,3	63,6	14,0	3,1
6		0,912	149,46	18,6	66,0	13,5	1,9
7		0,924	163,83	21,5	56,3	18,0	4,2
Среднее		0,916	143,94	20,1	60,2	16,8	3,0
Скв. хх1							
8	до ГРП	0,915	194,41	24,0	56,2	15,9	3,9
Среднее		0,915	194,41	24,0	56,2	15,9	3,9
9	после ГРП	0,918	178,98	22,1	50,9	21,5	5,5
10		0,910	140,62	20,6	49,6	26,1	3,7
11		0,912	134,93	21,2	55,5	21,1	2,2
12		0,925	146,90	17,8	60,2	17,7	4,3
13		0,907	131,10	31,0	49,9	15,6	3,5
Среднее		0,914	146,5	22,5	53,2	20,4	3,8

Также с помощью газо-жидкостной хроматографии методом внутренней нормализации определен индивидуальный углеводородный состав нефтей и рассчитаны показатели углеводородного состава: $V = \sum iC_{14-18} / \sum iC_{19-20}$, $D = \sum nC_{12-20} / \sum C_{21-35}$ характеризующие соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов, соотношение легких и тяжелых парафиновых углеводородов нормального строения и общее соотношение содержания изопреноидных углеводородов и парафиновых углеводородов нормального строения, соответственно [36].

Сравнительный анализ показал, что плотность нефтей после ГРП из скважины №хх2 несколько выше, а для нефтей скважины №хх1 необходимо отметить меньшую плотность для некоторых проб после ГРП. Это может быть результатом разбавления остаточной нефти более легкой нефтью в результате подключения к разработке недренируемого участка.

Изменение кинематической вязкости носит тот же характер, что изменение плотности. Более заметное варьирование значений вязкости остатков >200 °С обусловлено различиями в содержании смолисто-асфальтеновых структурирующихся компонентов в них.

Данные таблицы 19 свидетельствуют о динамическом характере изменения компонентного состава проб нефти, отобранных как до, так и после

проведения ГРП. Ввиду этого необходимо сравнение средних значений состава. Получается, что в результате проведения ГРП скважины хх2 состав нефти обедняется бензиновыми фракциями (на 2 %) и маслами (на 1,4%), но обогащается смолами (на 2,3 %) и асфальтенами (на 1,4 % - почти в 2 раза) (рисунок 26). Таким образом состав нефти после ГРП обогащен тяжелыми компонентами, вероятно, за счет повышения эффективности вытеснения остаточной нефти.

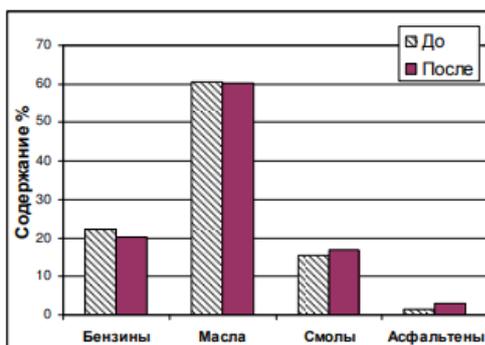


Рисунок 26 – Сравнительный анализ средних значений содержания компонентов в пробах нефти скважины хх20 до и после проведения ГРП

Сравнительный анализ состава нефти до ГРП и средних значений состава нефти после ГРП скважин №хх1 показывает небольшое уменьшение содержания бензиновых фракций (на 1,5 %), масел (на 2,6 %) и асфальтенов (на 0,1%), увеличение содержания смол (на 4,5%), что также свидетельствует о некотором утяжелении состава нефти после ГРП. (рисунок 27).

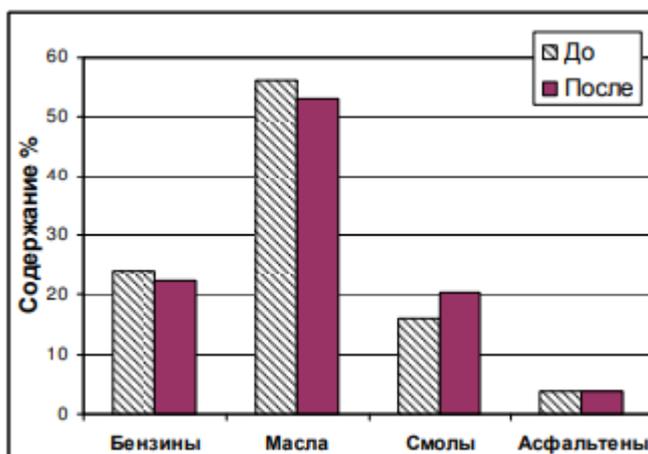


Рисунок 27 – Сравнительный анализ средних значений содержания компонентов в пробах нефти скважины ххх43 до и после проведения ГРП

Углеводородный состав проб нефти из скважины №хх2, отобранных до проведения ГРП №1 отличаются повышенным содержанием тяжелых н-алканов $C_{38}-C_{48}$ и, соответственно, самым низким значение коэффициента $D = 0,21$. В пробе нефти №2 этих углеводородов значительно меньше, а гомологов $C_{41}-48$, вообще нет, коэффициент D почти в 2 раза выше (рисунок 28). Углеводородный состав пробы нефти №3 ближе к составу пробы №2 приведенные результаты свидетельствуют о динамическом характере изменения состава нефти в ходе разработки месторождения. Но нельзя исключать и возможности выпадения высокомолекулярных кристаллизующихся парафинов именно в этот период времени. Изменение углеводородного состава проб нефти после проведения ГРП №4-7 также имеет динамичный характер, коэффициент D меняется от 0,52 до 0,28, т.е эти значения входят в интервал изменения при наблюдении за составом нефти до ГРП. Однозначно можно сказать, что разбавления более легкой нефтью не происходит, даже напротив, максимум ММР сместился со временем в область более высокомолекулярных н-алканов (с C_{19-20} №4 до C_{22-24} №7) (рисунок 29). Судя по данным газожидкостной хроматографии на участке с добывающей скважиной №хх2 дополнительная добыча (если она была) обусловлена, скорее всего, более эффективной добычей из пласта остаточной нефти. Заметное колебание коэффициент D обусловлено, вероятно, процессами кристаллизации и выпадения парафинов в период отбора проб нефти.

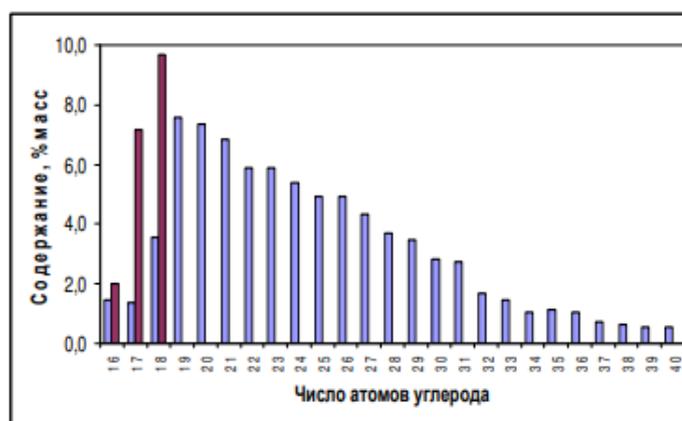


Рисунок 28 – ММР алканов скважины №хх2 (отбор №2); $B=0.12$, $D=0.38$

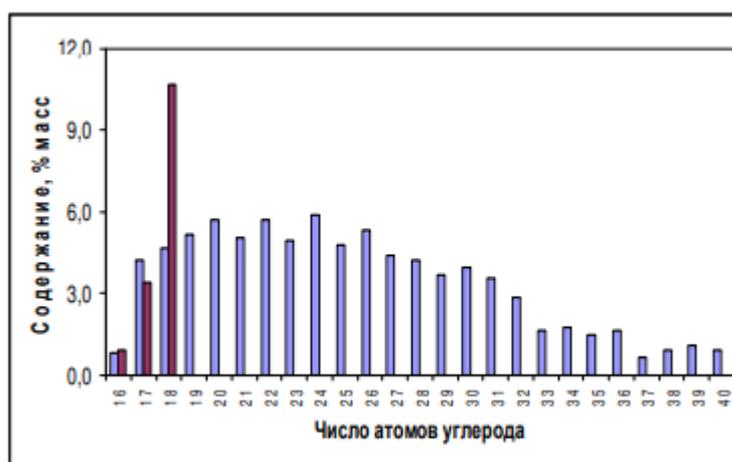


Рисунок 29 – ММР алканов скважины №ххх2 (отбор №7); $V=0.07$, $D=0.35$

Коэффициент D , характеризующий отношение легких и тяжелых n -алканов в нефтях из скважины №ххх1 после ГРП изменяется в пределах 0,24-0,40 и практически не отличается от нефти, добываемой до проведения ГРП ($D = 0.31$). Необходимо отметить существенное отличие ММР для нефти №10 углеводородный состав этой пробы сильно обогащен легкими n -алканми C_{11} - C_{16} и легкими изоалканами, чем объясняется в 3-7 раз большие значения коэффициентов D и V . Этот факт может быть свидетельством подключения участка с более легкой нефтью. Однако, проба нефти, отобранная буквально на следующий день, опять характеризуется углеводородным составом с тяжелыми алканами.

Проведение ГРП на участке добывающей скважины №ххх2 привело к увеличению эффективности вытеснения остаточной нефти (при условии наличия дополнительно добытой нефти). Для нефтей после ГРП характерны большие значения плотности и вязкости в их составе меньше легких фракций, больше тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов.

Сравнительный анализ состава нефти в скважины №ххх1 до ГРП и средних значений состава нефти после ГРП показывает небольшое уменьшение содержания бензиновых фракций (на 1,5 %), масел (на 2,6 %) и асфальтенов (на 0,1%), увеличение содержания смол (на 4,5%), что также свидетельствует о некотором утяжелении состава нефти после ГРП. Однако

нельзя игнорировать факт резкого увеличения содержания бензиновых фракций в пробе №13 и меньшее значение плотности остатка этой пробы. Это говорит о том, что в этой пробе произошло смешение с более легкой нефтью.

3 ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На состав и свойства пластовых флюидов влияют условия, в которых они залегают (термодинамическое состояние), характер миграции (быстрая миграция газа в сводовую часть), особенности породы и залежи, а также техногенные воздействия.

В залежи, распределение свойств флюида, определяется как ее строением, так и формой. Т.е чем больше перепады в глубинах залегания, тем больше будет наблюдаться дифференциация свойств в целом.

Во время добычи нефти из пласта происходит ослабевание или усиление межмолекулярных взаимодействий посредством закачки различных веществ или при изменении термобарических условий, т.е при техногенных воздействиях на залежь происходят изменения состав и свойства нефти.

Влияние некоторых МУН на физико-химические свойства и состав нефти приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Изменения физико-химических свойств и состава нефти

Начальный состав нефти	Содержание, мас.%	Состав после влияния МУН
Высоковязкая нефть, Нефтевытесняющая композиция НИНКА		
Фракции н.к.	22,8	26,1
Смолы	7,0-8,3	9,2
Асфальтены	7,0-7,4	7,9
Масла	24,1	35,2
Ароматические углеводороды	38,7	21,6
Нафтенновые кислоты	1,2	2,2
Высоковязкая нефть, Нетрольная композиция		
Фракции н.к.	25,0	16,3
Смолы	8,3	12,5
Асфальтены	7,0	7,4
Масла	34,3	23,5
Ароматические углеводороды	25,4	40,3
Нафтенновые кислоты	1,4	3,7
Высоковязкая нефть, Нефтевытесняющая композиция НИНКА+ПВТ		
Фракции н.к.	22,8	24,2
Смолы	7,0-8,3	8,4
Асфальтены	7,0-7,4	9,4
Масла	24,1	33,7
Ароматические углеводороды	38,7	24,3
Нафтенновые кислоты	1,2	1,5

Высокопарафинистые нефти, НИНКА с NP-50		
Масла	90,9	92,1
Смолы	7,9	6,1
Асфальтены	1,27	1,82

Продолжение таблицы 20

Парафины	15,31	-
Высокопарафинистые нефти, НИНКА с АФ 9-12		
Масла	97,6	97,7
Смолы	1,5	2,3
Асфальтены	0,97	0,08
Парафины	9,40	-
ГРП		
Бензины	22,3	21,5
Масла	60,6	56,3
Смолы	15,5	18,0
Асфальтены	1,6	4,2

Результаты исследований для высоковязких нефтей, для которых характерно относительно высокое содержание нафтеновых кислот, а также асфальтенов и смол показали, что:

– При применении нефтewытесняющей композиции НИНКА в первый год, содержание фракции н.к и масел за счет снижения ароматических углеводородов, увеличилось. Содержание асфальтенов увеличилось, но не критично (на 0,9 мас. %), содержание смол, наоборот, уменьшилось (с 8,3-7,2 мас.%). По истечении второго года, состав нефти вернулся почти к исходному состоянию;

– При применении нетрольной нефтewытесняющей композиции в первый год, содержание фракции н.к и масел за счет снижения ароматических углеводородов, увеличилось. Содержание смол увеличилось, как и асфальтенов, но, если в первом случае это не критично (на 1,29 мас. %), то во втором случае, почти в 2 раза. Также произошло сильное увеличение парафино-нафтеновых, за счет снижения содержания ароматических углеводородов. По истечении второго года, состав нефти вернулся почти к исходному состоянию;

– Применение нефтewытесняющей композиции НИНКА в комбинации с паротепловым воздействием в первый год, привело к

снижению смол и асфальтенов в 1,5 раза. Плотность нефти также уменьшилась, а содержание насыщенных и ароматических углеводородов увеличилось; По истечении второго года, состав нефти не вернулся к начальному состоянию;

Результаты исследований для высокопарафинистых нефтей, для которых характерно относительно высокое содержание парафинов показали, что:

– Применение нефтewытесняющей композиции НИНКА с NP-50 и АФ 9-12, привело к снижению вязкости нефти, наиболее лучший результат показала нефть с большим содержанием воды. Воздействие композиции в сочетании с ПАВ на нефть, отличающуюся более высоким содержанием асфальтенов, привело к незначительному увеличению массовой доли САВ.

Результаты исследований влияния проведения ГРП на физико-химические свойства и состав показали, что:

– Плотность и кинематическая вязкость после проведения ГРП меняется неоднозначно (в некоторых пробах увеличиваются, а в других наоборот уменьшаются). Это может быть связано с различным содержанием САВ, а также разбавлением остаточной нефти более легкой, в результате подключения к разработке недренируемого участка. Сравнительный анализ показал, что произошло уменьшение содержания асфальтенов, масел и бензиновых фракций, а также увеличение содержания смол. Но в общем произошло утяжеление нефти.

Таким образом, для высоковязких нефтей наилучшим выбором будет - нефтewытесняющей композиции НИНКА в комбинации с паротепловым воздействием. Для высокопарафинистых нефтей все композиции показали достойный результат.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б95	Школьная Анна Владиславовна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами..</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента. Норма амортизации .</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль - 20% НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ и оценка совокупного изменения доходов и расходов после реализации проекта</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет и анализ экономической эффективности проекта строительства водовода низкого давления УПН-БКНС-Х</i>

Перечень графического материала

Таблицы:

1. *Удельные показатели для расчета экономического эффекта;*
2. *Расходы до внедрения мероприятия;*
3. *Капитальные вложения на внедрение мероприятия;*
4. *Расходы после внедрения мероприятия;*
5. *Доходы от реализации проекта;*
6. *Основные экономические показатели проекта.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Школьная Анна Владиславовна		09.02.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

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 21.

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 21 – 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» [37,38]. 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:

$$З = \frac{З_{об}}{N}, \quad (23)$$

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

N – объём внедрения КО, ед. обработок.

$$З_{СКО} = \frac{19304,19}{342} = 56,455 \text{ тыс. руб./обработка,}$$

$$З_{ГКО} = \frac{11748,98}{190} = 61,842 \text{ тыс. руб./обработка.}$$

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

$$\Delta Q_H = Q_{H2} - Q_{H1}, \quad (24)$$

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:

$$\Delta Q_{H1об} = \frac{\Delta Q_{H1}}{N}, \text{ тыс. т,} \quad (25)$$

где ΔQ_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:

$$\text{Э}_{106} = C_H \cdot \Delta Q_{H106} - \text{УПР} \cdot \Delta Q_{H106} - Z, \quad (26)$$

где ΔQ_{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;

Z – затраты на проведение мероприятия, руб.

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

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

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

$$\text{Э}_Г = C_2 \cdot Q_{H2} - C_1 \cdot Q_{H1} - H \cdot Q_H, \quad (27)$$

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

ΔQ_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.

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

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

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:

$$\text{ЧП} = \text{Э}_Г - \text{НДПИ} \cdot \text{Э}_Г - N_{\Pi} - Z_{\text{об}}, \quad (28)$$

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

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

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

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

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

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).

4.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность»

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 «РНЮганскнефтегаз» приносит существенный экономический эффект. Но необходимо учитывать различные факторы, в число которых входят и свойства флюида.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б95		ФИО Школьная Анна Владиславовна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Влияние методов повышения нефтеотдачи на физико-химический состав пластовых флюидов в процессе разработки нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> нефть <i>Область применения:</i> нефтяные, нефтегазовые месторождения <i>Рабочая зона:</i> производственные помещения, лаборатория <i>Размеры помещения:</i> 55 м² <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> пикнометр, капиллярный вискозиметр, аппарат для разгонки нефтепродуктов, хроматограф, колбонагреватель <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> исследования промышленных проб нефти, определение плотности и вязкости нефти, определение фракционного состава нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" Приложение 1. Опасные производственные объекты. Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) Статья 14. Классификация условий труда. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя</p>

	<p>ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей; 2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3) Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); 4) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2) Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека; 3) Производственные факторы, связанные с электрическим током; 4) Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; 5) Пожаровзрывоопасность на рабочем месте. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <p>Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, наличие защитного заземления, знаки безопасности, звукоизоляция, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование респиратора, защитного костюма, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды Воздействие на литосферу: загрязнение почвенного и растительного покрова Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ при сжигании попутного газа, повышенная</p>

	концентрация H_2S в воздухе, содержащегося в попутно добываемой воде
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение) Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, разрушение трубопроводных систем, опасность возгорания, разливы нефтепродуктов) Ожоги Поломка оборудования</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разливы нефтепродуктов, поломка оборудования</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
	09.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Школьная Анна Владиславовна		09.02.2023

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 месторождениях распространено применение различных методов интенсификации притока, которые могут оказывать влияние на изменение состава и свойств пластовых флюидов.

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 исследованию свойств и состава нефти выполняются лаборантами как в научных лабораториях, так и в специальных лабораториях, оборудованных на промысле, вахтовым методом.

Промыслы, в частности объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относятся к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых:

П.1 Получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются в указанных в приложении 2 к настоящему Федеральному закону количествах опасные вещества следующих видов: а) воспламеняющиеся вещества, б) окисляющие вещества, в) горючие

вещества, г) взрывчатые вещества, д) токсичные вещества, ж) вещества, представляющие опасность для окружающей среды;

П.2 Ведутся горные работы, работы по обогащению полезных ископаемых.

В соответствии со Статьей 9 (Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта) Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

1. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- Обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте в соответствии с пунктом 3 статьи 7 настоящего Федерального закона;

- Иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- Обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;

- Допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

- Обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности в случаях, установленных настоящим Федеральным законом;

- Иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;

- Организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;
- Предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;
- Обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;
- Заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством российской федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- Приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- Осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- Принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- Вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте.

2. Работники опасного производственного объекта обязаны:

- Соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- Проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- Незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

Опасные производственные объекты, в данном случае производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. В связи с этим, должны характеризоваться специфичными условиями труда. В Статье 14, Главы 2 Федерального закона от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) Условия труда по степени вредности и (или) опасности подразделяются на четыре класса - оптимальные, допустимые,

вредные и опасные условия труда. Производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата описанные выше характеризуются:

Вредными условиями труда, при которых уровни воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда.

Опасными условиями труда при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых в течение всего рабочего дня (смены) или его части способны создать угрозу жизни работника, а последствия воздействия данных факторов обуславливают высокий риск развития острого профессионального заболевания в период трудовой деятельности.

Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) гласит, что ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда. Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого (межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда. Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, указанным в части первой настоящей статьи, составляет 7 календарных дней [39].

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента

тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Как уже говорилось выше, производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. Работы в таких условиях выполняются посредством вахтового метода. В соответствии со Статьей 297 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на производственных объектах условия труда которых предполагают работу вахтовым методом регулируются Статьей 301 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего

времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха. Лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).

5.2 Производственная безопасность

Опасные и трудоемкие моменты во время взятия проб или исследования нефти приведены в таблице 22 [40].

Таблица 22 – Потенциальные опасные и вредные факторы при выполнении работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

Продолжение таблицы 22

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.	
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Опасность возникновения пожаров, взрывов;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.1.1 Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98% из метана (СН₄), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (в

следствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород (H_2S) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самих нефтях. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями, приведёнными в таблице 23 [41].

Таблица 23 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на С)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	1	п	III

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). При наличии идентичного оборудования или выполнении одинаковых операций контроль проводится выборочно на отдельных рабочих местах, расположенных в центре и по периферии помещения. Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты. Датчики газоанализаторов на ПДК сернистого водорода устанавливаются на рабочих площадках (в районе отклонения потока) и в помещениях, где возможно выделение сернистого водорода.

В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК [42].

5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марка ЦНС – 111 дБА. Этот уровень значительно превышает предельно–допустимый. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБА происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови [43].

Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 24.

Таблица 24 – Допустимые уровни звука на рабочих местах.

Наименование объекта (помещений)	Уровень звука, дБА
Блок обогрева вахтового персонала	55
Блок распределения воды БГ	80
БКНС	80

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- с целью снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжено мягкими вставками на впускании и нагнетании;
- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- применяются звукоизоляционные материалы, звукопоглощающие перегородки, амортизирующие прокладки и т.д.;
- предусматривается размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- предусмотрено своевременное проведение ремонта оборудования.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 25 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены помещения блочной кустовой насосной станции (БКНС), а также блок распределения воды (БГ), являющиеся элементами системы ППД на нефтяных месторождениях [44].

Таблица 25 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	в т.ч. от общего
Блок распределения воды БГ	Грубая	VI	0,6		100(75)
БКНС	Средней точности	IV	0,9		150(100)

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

5.2.1.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели,

трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД, лабораторное оборудование).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, выравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток

трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда - 1 сутки.

5.2.1.5 Пожаровзрывоопасность на рабочем месте

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 следует также руководствоваться ФЗ №123 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Согласно классификации пожароопасных зон, рабочее помещение относится к категории П-Па, т.к. в лаборатории обращаются твердые горючие вещества в количестве, при котором удельная пожарная нагрузка составляет не менее 1 мегаджоуля на квадратный метр. Также в лаборатории имеются трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

1. Неосторожное обращение с огнем;
2. Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
3. Нарушение режимов технологических процессов;
4. Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
5. Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м³);

- мазут (нефть) (температура вспышки $> 61^{\circ}\text{C}$, ПДК 10 мг/м^3);
- газы (температура вспышки до 61°C , ПДК 300 мг/м^3).

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности;
- системы пожарной сигнализации, как ручные, так и автоматические;
- оповещения и эвакуации технического и административного персонала;
- системы автоматического пожаротушения.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галогенизированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на

виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

Требования к персоналу:

Перед началом работы помещения лаборатории должны быть проветрены. Все работы, связанные с выделением взрывопожароопасных газов или паров, должны выполняться только в вытяжных шкафах. Запрещается выполнение работ при неисправной приточно-вытяжной вентиляции, а также пользоваться вытяжными шкафами с разбитыми стеклами. Проводимые анализы должны выполняться в соответствии с действующими стандартами и утвержденными методиками.

Перед анализом нефтепродукты, а также другие легковоспламеняющиеся жидкости, требующие нагрева, во избежание вспенивания и разбрызгивания должны быть предварительно обезвожены.

При подогреве легковоспламеняющихся жидкостей с применением открытого огня в помещении лаборатории должно находиться не менее двух человек. Запрещается нагревать легковоспламеняющиеся жидкости непосредственно на пламени. Для этого должны использоваться водяные бани.

Запрещается сливать остатки нефтепродуктов после анализа, отработанные ЛВЖ и ГЖ в канализацию. Их необходимо сливать в специальную посуду и удалять из лаборатории.

Мыть лабораторную посуду необходимо только в специально отведенных для этой цели помещениях (моечных), оборудованных самостоятельной вытяжной вентиляцией. Эти помещения должны быть отделены от остальных помещений лаборатории негоряемыми перегородками с самостоятельным выходом в коридор.

При оформлении на работу с работниками проводят вводный противопожарный инструктаж, а затем непосредственно на рабочем месте - первичный инструктаж. Через каждые шесть месяцев необходимо проведение повторного инструктажа. Также должен проводиться внеплановый инструктаж (при изменении правил пожарной безопасности, изменениях

технологического процесса, нарушении работником требований безопасности труда, перерыве в работе более чем на 30 календарных дней).

Повторный и внеплановый инструктажи проводят по программе противопожарного инструктажа на рабочем месте.

5.2.1.6 Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь. Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75 % всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые

промыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т. к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ

в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 в таблице 26.

Таблица 26 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

5.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20 % от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в

кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°С данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08–82.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12–86. по Правилам охраны вод при добыче нефти и газа:

- При испытании скважин, отремонтированных участков трубопроводов, а также при испытании и эксплуатации аппаратов очистки и осушки газа, конденсат и продукты отложения должны собираться в закрытые емкости;

- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки;

- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки.

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5 % всех нефтяных загрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под

весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых в реализованной на промысле системе ППД. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур по ГОСТ 17.5.3.04–83.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных

структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий в соответствии с «Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», которые в свою очередь установлены согласно со статьей 46 Федерального закона "Об охране окружающей среды".

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды, используемой в системе ППД.

Основной объект системы ППД это нагнетательные скважины, которые располагаются на кусте, где также находится оборудование добывающих скважин.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1.

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих на кусте как минимум 2 человека.

Каждый из работающих обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на кусте обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

Кроме того, на кусте имеется водозаборная скважина, вода из которой нагнетается в различные узлы системы ППД, которые ведут к нагнетательным скважинам.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать негативное влияние на организм человека при выполнении трудовых обязанностей на опасных производственных объектах. В условиях эксплуатации системы ППД на производственных объектах по добыче нефти и газа основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является фундаментом эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы свойства и состав пластовых флюидов, их механизм изменения как в пластовых, так и поверхностных условиях, а также технологии определения дифференциации нефтей. Проведен анализ влияния методов увеличения нефтеотдачи на состав и свойства нефти.

Выбор метода увеличения нефтеотдачи - сложный процесс, так как чтобы понять какой конкретно метод можно использовать с наибольшей эффективностью, нужно проводить тщательные исследования по определению свойств и составу пластового флюида, а также по их дальнейшим изменениям.

Изменения состава, а, следовательно, свойств, могут служить в качестве сигналов, по которым можно понять какие процессы происходят внутри пластовой системы.

Примером изменения состава нефти под воздействием МУН могут служить результаты исследований для высоковязких нефтей, для которых характерно относительно высокое содержание нафтеновых кислот, а также асфальтенов и смол показали, что при применении нефтewытесняющей композиции НИНКА в первый год, содержание фракции н.к и масел за счет снижения ароматических углеводородов, увеличилось. Содержание асфальтенов увеличилось, но не критично (на .0,9 мас. %), содержание смол, наоборот, уменьшилось (с 8,3-7,2 мас.%). По истечении второго года, состав нефти вернулся почти к исходному состоянию;

В начале разработки месторождения, и в последующей его эксплуатации, свойства флюидов нуждаются в уточнениях для подсчета запасов, а также контроля разработки и обоснования технических мероприятий.

Также в работе приведен расчет экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта, были

рассмотрены два варианта проведения мероприятия – солянокислотная и глинокислотная обработка обработки.

Представлены меры производственной безопасности при работе в промышленной лаборатории по изучению нефти, вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе работы, а также правовые вопросы обеспечения безопасности работника.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Полетаева Ольга Юрьевна, Леонтьев Александр Юрьевич Тяжелые, сверхвязкие, битуминозные, металлоносные нефти и нефтеносные песчаники // НефтеГазоХимия. 2019. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tyazhelye-sverhvyazkie-bituminoznye-metallonosnye-nefti-i-neftenosnye-peschaniki>
2. Постановление Правительства РФ от 19 сентября 2020 г. N 1499 "Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых" (с изменениями и дополнениями). URL: <https://base.garant.ru/74672170/>
3. Официальный сайт ИХН СО РАН. Основные направления научной деятельности. Патенты /Электронный ресурс/ URL: <http://petroleum.su/nauka/>
4. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 февраля 2016 года N – 3р. /Электронный ресурс/ URL: <https://docs.cntd.ru/document/420341279?marker=8P80LQ>
5. Методическое руководство «Аппаратура и методика исследований реологических свойств аномально-вязких пластовых нефтей»; Министерство нефтяной промышленности: Уфимский нефтяной институт, 1977 – 53 с.
6. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
7. ГОСТ Р 51858-2020 Нефть. Общие технические условия
8. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин – М.: ФГУП Издво «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 680 с.
9. Хамидуллина Ф. Ф., Газизов А. А. Об изменениях физико-химических свойств добываемой продукции нефтяных скважин в процессе разработки на некоторых площадях Ромашкинского месторождения // Вестник

Казанского технологического университета. 2012. №12. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ob-izmeneniyah-fiziko-himicheskikh-svoystv-dobyvaemoy-produktsii-neftyanyh-skvazhin-v-protse-razrabotki-na-nekotoryh-ploschadyah>

10. Chen Y., Wang K., Chen L., и др. Изменение давления начала выпадения асфальтенов из-за неравновесного состояния флюидов//НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.-2014 - №5.-18-29

11. Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Физика пласта» для студентов направления 131000 "Нефтегазовое дело", профиль подготовки "Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки" очной и заочной формы обучения: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2014 – 50с

12. 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.

13. ОСТ 153-39.2-048-2003 «НЕФТЬ. ТИПОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ» 2003 г.

14. Гиацинтов А.М., Мамросенко К.А. ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ // ВК. 2018. №2 (30). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vizualizatsiya-gidrodinamicheskikh-modeley-mestorozhdeniy> (дата обращения: 12.06.2023).

15. СТ РК 2325-2013. Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава

16. А.И. Брусиловский. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и pvt свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации. // ПРО НЕФТЬ. 2016. №1

17. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.

18. Михайлов В. Г., Волков М. Г., Халфин Р. С. Моделирование компонентного состава пластовой нефти месторождений Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2017. Т.15 №4.
19. Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. – 2022. – №24. – С. 164-181.
20. Е.А. Рейтблат, Е.В. Рожина, А.И.Комягин и др. Моделирование свойств углеводородов в залежи со значительной дифференциацией вязкости и плотности нефти по геологическому разрезу // Нефтегазовый инженеринг. – 2022.
21. Гагина М.В. Комплексный методический подход к оценке свойств пластовой нефти нефтегазоконденсатных месторождений // ТЕРРИТОРИЯ «НЕФТЕГАЗ». – 2017. –№7. – 8.–С 100-105.
22. Г. В. Романов, Т. Н. Юсупова, Ю. М. Ганеева и др. Дифференциация нефтей месторождений Самарской области по химическому составу и физико-химическим свойствам // НЕФТЕХИМИЯ. – 2015. –№3. – 55.–С 191-196.
23. Серебренникова Ольга Викторовна, Шерстюк Сергей Николаевич, Стахина Лариса Дмитриевна, Кадычагов Петр Борисович. Изменение состава и свойств высоковязкой нефти при воздействии композиций для увеличения нефтеотдачи пласта // Известия ТПУ. 2010. №3.
24. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331–344.
25. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052
26. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темялко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.

27. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб.: Профессионал, 2003. – 850 с.
28. Стахина Лариса Дмитриевна, Русских Ирина Владимировна, Красноярова Наталья Алексеевна, Стрельникова Евгения Борисовна, Гулая Елена Владимировна, Серебренникова Ольга Викторовна Исследование состава и свойств высоковязких нефтей при воздействии на них нефтевытесняющих композиций в лабораторных условиях // Известия ТПУ. 2013. №3.
29. Хонгорзул Б., Камьянов В.Ф. Структурногрупповой состав компонентов нефтей Монголии // Химия в интересах устойчивого развития. – 2007. – Т. 15. – № 4. – С. 497– 502.
30. Калугина Н.П., Глебовская Е.А., Бабаев Ф.Р., Мухамедов П.Р. Инфракрасная спектроскопия нефтей и конденсатов (вопросы методики) / под ред С.С. Савкевича. – А.: Ылым, 1990. – 240 с.
31. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., И.В. Русских, Е.В. Гу лая, Л.Д. Стахина, П.Б. Кадычагов. Влияние нефтевытесняющих композиций на распределение углеводородов в системе нефть–водная фаза в лабораторных испытаниях // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 171–174.
32. Чуйкина Дарья Ивановна, Серебренникова Ольга Викторовна, Стасьева Любовь Анатольевна, Асеведо Фореро Рафаэль Изучение влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей // Известия ТПУ. 2011. №3
33. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт // Oil & Gas Journal. Russia. – 2010. – № 6. – С. 68–71
34. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина.
35. Янаева О.В., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Юсупова Т.Н. Анализ изменения состава и свойств

добываемой нефти в результате проведения ГРП // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №3.

36. Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. /Под ред. Н.А. Еременко, С.П. Максимова. -М.: Наука, 1986- 134с.

37. Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2011. – 46 с.

38. Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2007.

39. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).

40. ОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

41. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

42. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

43. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

44. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий.

45. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 - Таблица Катца и Фирузабади, расширенная Витсоном

Номер фракции	Интервал Тб*, °С		Тб*, °С	γ	M _i	K _w	Корреляции Кеслера и Ли		
	От	До	Среднее значение				T _c , °С	p _c , МПа	ω
6	36.5	69.3	63.9	0.690	84	12.27	234.6	3.282	0.271
7	69.3	98.9	91.9	0.727	96	11.96	269.1	3.151	0.310
8	98.9	126.1	116.7	0.749	107	11.86	297.4	2.951	0.349
9	126.1	151.3	142.2	0.768	121	11.82	325.2	2.737	0.392
10	151.3	174.6	165.8	0.782	134	11.82	349.1	2.530	0.437
11	174.6	196.4	187.2	0.793	147	11.84	370.2	2.351	0.479
12	196.4	216.8	208.3	0.804	161	11.86	390.7	2.193	0.523
13	216.8	235.9	227.2	0.815	175	11.85	409.1	2.075	0.561
14	235.9	253.9	246.4	0.826	190	11.84	427.4	1.958	0.601
15	253.9	271.1	266.0	0.836	206	11.84	445.7	1.848	0.644
16	271.1	287.0	283.0	0.843	222	11.87	460.7	1.744	0.684
17	287.0	303.0	300.0	0.851	237	11.87	476.3	1.655	0.723
18	303.0	317.0	313.0	0.856	251	11.89	487.4	1.586	0.754
19	317.0	331.0	325.0	0.861	263	11.90	498.0	1.524	0.784
20	331.0	344.0	338.0	0.866	275	11.92	509.1	1.462	0.816
21	344.0	357.0	351.0	0.871	291	11.94	520.2	1.400	0.849
22	357.0	367.0	363.0	0.876	305	11.94	530.7	1.344	0.879
23	367.0	381.0	375.0	0.881	318	11.95	541.3	1.296	0.909
24	381.0	392.0	386.0	0.885	331	11.96	550.2	1.255	0.936
25	392.0	402.0	397.0	0.888	345	11.99	559.1	1.207	0.965
26	402.0	413.0	408.0	0.892	359	12.00	568.5	1.158	0.992
27	413.0	423.0	419.0	0.896	374	12.01	577.4	1.124	1.019
28	423.0	432.0	429.0	0.899	388	12.03	585.2	1.082	1.044
29	432.0	441.0	438.0	0.902	402	12.04	593.0	1.048	1.065
30	441.0	450.0	446.0	0.905	416	12.04	599.6	1.027	1.084
31	450.0	459.0	455.0	0.909	430	12.04	606.9	1.000	1.104
32	459.0	468.0	463.0	0.912	444	12.04	613.5	0.972	1.122
33	468.0	476.0	471.0	0.915	458	12.05	620.2	0.951	1.141
34	476.0	483.0	478.0	0.917	472	12.06	625.7	0.931	1.157
35	483.0	491	486.0	0.920	486	12.06	632.4	0.903	1.175
36			493.0	0.922	500	12.07	638.0	0.883	1.192
37			500.0	0.925	514	12.07	643.5	0.869	1.207
38			508.0	0.927	528	12.09	649.6	0.841	1.226
39			515.0	0.929	542	12.10	655.2	0.820	1.242
40			522.0	0.931	556	12.10	660.7	0.800	1.258
41			528.0	0.933	570	12.11	665.7	0.786	1.272
42			534.0	0.934	584	12.13	669.6	0.772	1.287
43			540.0	0.936	598	12.13	674.6	0.752	1.300
44			547.0	0.938	612	12.14	680.2	0.738	1.316
45			553.0	0.940	626	12.14	684.6	0.724	1.328

*При давлении, равном 0.101325 МПа

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

