

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
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ И ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ            ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В КАРБОНАТНЫХ            КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.013.364.3

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Волченко Андрей Николаевич		

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 ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

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

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

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	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	Волченко Андрей Николаевич

Тема работы:

<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ И ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>39–67/с от 08.02.2023</i>

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <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>Геолого-промысловые особенности карбонатных коллекторов при разработке месторождений Западной Сибири, геологическая характеристика разработки месторождений карбонатных коллекторов Западной Сибири, определение остаточных запасов нефти при разработке карбонатных коллекторов, определение остаточной нефтенасыщенности в карбонатных пластах месторождений Западной Сибири, обоснование применения методов определения и технологий вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах, исследование методов определения остаточной нефтенасыщенности в процессе разработки месторождений, трассерные исследования скважин для определения остаточной нефтенасыщенности, использование технологий вовлечения в разработку остаточных запасов с применением гелеобразующих составов, использование дополнительных химических реагентов в составе гелеобразующих композиций, формирование критериев применения соляно-кислотной при обработке карбонатных коллекторов, оценка эффективности применения гелеобразующих композиций и карбамида в карбонатных коллекторах.</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	ООД ШБИП Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

Геолого-промысловые особенности карбонатных коллекторов при разработке месторождений Западной Сибири
Обоснование применения методов определения и технологий вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах
Рекомендации к применению методик определения и технологий вовлечения в разработку остаточных запасов карбонатных коллекторов нефтяных месторождений
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

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	Волченко Андрей Николаевич		09.02.2023

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

ХМАО- Ханты-Мансийский автономный округ

ЯНАО- Ямало-Ненецкий автономный округ

НГО- Нефтегазоносная область

КИН- Коэффициент извлечения нефти

МУН- Методы увеличения нефтеотдачи

ПАВ- Поверхностно-активное вещество

ТРИЗ- Трудноизвлекаемые запасы

НИЗ- Начальные извлекаемые запасы

ФЕС- Фильтрационно-емкостные свойства

ВНК – Водонефтяной контакт

ГК- Гамма-каротаж

ИНК- Импульсный нейтронный каротаж

ИННК- Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

ИНГК- Импульсный нейтронный гамма-каротаж

ПЗП- Призабойная зона пласта

ПЦО- Пароциклическая обработка

ПТВ- Паротепловое воздействие

СКО- Соляно-кислотная обработка

ПНП- Повышение нефтеотдачи пластов

ХОС- Химическая обработка скважин

ПДК-Предельно допустимая концентрация

БКНС-Блочная кустовая насосная станция

УВ- Углеводороды

ЧС-Чрезвычайная ситуация

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 116 страниц, в том числе 30 рисунков, 28 таблиц. Список использованных источников содержит 60 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, трудноизвлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, нефтенасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, геофизические методы исследования скважин, прямой метод определения остаточной нефти, трассерные исследования, гелеобразующие составы, нефтewытесняющие составы, закачка пара, соляно-кислотная обработка скважин.

Объектом исследования является карбонатный коллектор.

Цель исследования – повышение эффективности разработки месторождений Западной Сибири с остаточными запасами нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах.

В данной работе обосновывается применение наиболее распространённого метода определения остаточной нефти, основанный на лабораторном изучении кернового материала, исследования, подразумевающие использование меченных веществ для дополнительного изучения характеристик трещиноватого коллектора.

Представлены тепловые и химические методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, основанные на закачке пара, воды, гелеобразующих, нефтewытесняющих составов как в нагнетательные, так и в добывающие скважины. В результате проведенного анализа, обосновано применение наиболее эффективной технологии гелеобразующих композиций и нефтewытесняющих на основе ПАВ для усовершенствования процесса вытеснения нефти при пароциклической обработке пласта за счет наибольшей технологической эффективности, определяемой единицей затраченной продукции, в геолого-промысловых условиях разработки месторождений карбонатных коллекторов.

Область применения: нефтяные месторождения, нагнетательные и добывающие скважины, карбонатные коллектора.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	15
1.1 Геологическая характеристика разработки месторождений карбонатных коллекторов Западной Сибири .....	18
1.2 Определение остаточных запасов нефти при разработке карбонатных коллекторов .....	24
1.3 Определение остаточной нефтенасыщенности в карбонатных пластах месторождений Западной Сибири.....	33
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ .....	40
2.1 Использование методов определения остаточной нефтенасыщенности в процессе разработки месторождений .....	40
2.2 Трассерные исследования скважины для определения остаточной нефтенасыщенности.....	46
2.3 Использование технологий вовлечения в разработку остаточных запасов с применением гелеобразующих составов .....	51
2.4 Использование дополнительных химических реагентов в составе гелеобразующих композиций при обработке карбонатных коллекторах....	61
2.5 Формирование критериев применения соляно-кислотной при обработке карбонатных коллекторах.....	65
2.6 Оценка эффективности применения гелеобразующих композиций и карбамида в карбонатных коллекторах .....	67
3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	71
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ .....	80
4.1 Общая стоимость выполнения работ .....	80
4.2 Расчет сметной стоимости гелеобразующей композиции .....	80

4.3	Расчёт сметной стоимости работ.....	81
4.4	Обоснование экономической эффективности.....	83
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
5.2	Производственная безопасность.....	91
5.3	Экологическая безопасность.....	102
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
5.5	Выводы по разделу социальная ответственность.....	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, в мире прослеживается тенденция, характеризующая уменьшение добычи нефти из терригенных коллекторов, ввиду снижения энергетического состояния залежей и выработки основной доли запасов, сосредоточенных в крупных нефтяных месторождениях. Вместе с этим, увеличивается значимость трудноизвлекаемых запасов, занимающих подавляющую часть карбонатных коллекторов, в которых сосредоточена значительная часть мировых запасов нефти. Такие коллекторы распространены во многих регионах мира, в том числе и в России (Прикаспийская впадина, Восточная и Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Северный Кавказ). Большинство запасов углеводородов связано с месторождениями трещинно-порового типа. Несмотря на значительное их количество, в процессе проектирование систем разработки недостаточно учитывается влияние фильтрационных и емкостных свойств, описывающих естественную трещиноватость и деформационные характеристики пород-коллекторов, влияющие на эффективность добычи и продуктивность скважин. Наличие карбонатных отложений в Западной Сибири прослеживается в западной части Ямало-Ненецкого автономного округа, западной, центральной и восточной частях Ханты-Мансийского автономного округа, Томской и Новосибирской областях, а также на юге Тюменской области.

Эффективность применения существующих технологий для разработки месторождений с карбонатным типом коллектора ограничивается конечным коэффициентом извлечения нефти (КИН), значение которого не превышает 0,25-0,27. Поэтому перед инженерами-нефтяниками ставятся цели, направленные на поиск оптимальных решений для извлечения трудноизвлекаемых запасов [1].

Система разработки, геолого-технические мероприятия, предусматривающие проведение мероприятий по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи, в значительной мере влияют на успешность

извлечения углеводородов из карбонатных коллекторов. Кроме того, геолого-физические условия залегания нефтенасыщенных пластов, особенности строения порового пространства, состав горных пород, распределение и количество остаточных запасов – факторы, влияющие на подбор оптимальной системы разработки. Необходимо учитывать минералогический состав пород-коллекторов, содержащих нефть, который также является одним из факторов, определяющих эффективность мероприятий по разработке месторождений.

Нефтяные запасы, которые остаются в залежах после выполнения комплексных мероприятий по извлечению нефти, предусмотренных проектом разработки, при использовании современных технологий, называются остаточными. В этом случае часть ресурсов, оставшихся в пласте-коллекторе не может быть добыта, на текущих период, из-за неэкономичности соответствующих действий.

Последняя стадия разработки отличается приростом доли трудноизвлекаемых запасов, ввиду постепенного увеличения количества остаточных запасов, не вовлеченных в разработку, и запасов в коллекторах с низкой фильтрационной способностью. Процесс разработки месторождений должен включать передовые методики, которые обеспечивают рост показателей, характеризующих эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи, а именно коэффициента вытеснения и коэффициента охвата.

При разработке нефтяных месторождений, содержащих карбонатные коллекторы трещинно-порового типа, очень часто возникает вопрос о величине прогнозного и оценочного коэффициентов продуктивности. Данный вопрос возникает в проблемных ситуациях, в начальный период эксплуатации при снижении производительности добывающих скважин.

**Целью работы является:** повышение эффективности разработки месторождений Западной Сибири с остаточными запасами нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах.

**Задачи, поставленные к выполнению:**

1. Проанализировать геолого-промысловые особенности разработки месторождений Западной Сибири с карбонатными коллекторами.
2. Обосновать применение методов определения и технологий вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах.
3. Провести рекомендации к применению методик определения и технологий вовлечения в разработку остаточных запасов карбонатных коллекторов нефтяных месторождений.

# 1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

История изучения осадочных карбонатных пород описывает их широкое распространение в докембрийских и палеозойских толщах Сибири.

В 1971 г. на Малоичском слабовыраженном структурном поднятии (по мезозойскому горизонту) вблизи уже открытого Верх-Тарского месторождения была пробурена первая скважина. Все мезозойские пласты по результатам испытания в процессе бурения и каротажу оказались водоносными. При вскрытии палеозойских пластов произошло катастрофическое поглощение глинистого раствора и скважину пришлось ликвидировать. Формально объект считался бесперспективным. Лишь в 1973 году удалось доказать необходимость целевого опробования зоны поглощения в палеозое [2].

В 1974 год, характеризующийся открытием Малоичского нефтяного месторождения в северном районе Новосибирской области, фиксирует вскрытие девонских карбонатных толщ. Залежи углеводородов в пределах региона приурочены к кровельной части палеозойского основания, к карбонатным телам рифовой природы. Малоичское месторождение нефти входит в группу самых южных нефтегазовых залежей, открытых в Западной Сибири.

Уникальность этого месторождения заключается в следующем:

- Нефтенасыщенные пласты присутствуют здесь только в палеозойских отложениях, тогда как мезозойская толща непродуктивна.
- На месторождении пробурена самая глубокая палеозойская скважина в Западной Сибири — параметрическая (забой 4600 м, бурение по палеозою 1800 м).
- Доказана рифогенная природа продуктивных карбонатных отложений.

- Это единственное в Западной Сибири палеозойское месторождение, разрабатываемое в течение 8 лет за счет фонда разведочных скважин с ежегодным увеличением добычи.

В том же году была утверждена к бурению вторая скважина Малоичского месторождения на глубину 3000 м. Испытание открытого ствола скважины из палеозойских пластов способствовало получению мощного фонтанного притока нефти (200 м<sup>3</sup>/сут). На глубине 2840 м скважина вскрыла девонские карбонатные породы, представленные серыми, темно-серыми, коричневыми известняками, пропитанными нефтью. Породы повсеместно трещиноватые и кавернозные, с пустотами выщелачивания.

По результатам газового каротажа фиксировалось активное насыщение бурового раствора газом, содержащим в своем составе до 50% тяжелых углеводородов. В результате лабораторных исследований образцы пород из продуктивных пластов имеют открытую пористость от 1 до 6 % и трещинную проницаемость до 0,06 мкм<sup>2</sup>.

В результате проведения промыслово-геофизических исследований в разрезе этой скважины выделялось четыре перспективных и, возможно, продуктивных пластов, представленных трещиновато-кавернозными средне-мелкозернистыми доломитовыми известняками с прослоями мелкозернистых известковых доломитов.

При кратковременном опробовании первого продуктивного пласта в интервале от 2767,6 м до 2853,8 м при первоначальной депрессии 14 МПа за 30 минут был получен приток 7,65 м<sup>3</sup> нефти. Добытая нефть имела плотность 0,85 г/см<sup>3</sup> и содержание: сера- 0,4%, асфальтены - 2,3%, смолы - 5,37% и парафины - 4,35%.

Карбонатные породы рифогенно-аккумулятивного комплекса Малоичской карбонатной толщи сменяются терригенно-карбонатными отложениями фаций бассейна и открытого шельфа [2].

В современных реалиях динамика добычи нефти на Малоичском месторождении снижается с каждым годом. В 2015 году добыча снизилась по

сравнению с 2014 г. на 26%. А в 2020 году суммарная добыча за год составила 12 тысяч тонн. За 2021 год планировалось добыть на Малоичском месторождении уже на 3,2 тысячи тонн меньше, чем за предыдущий год [13].

Карбонатные отложения на территории Западной Сибири распространены в западной части ЯНАО (юго-восточная часть Ямальской нефтегазоносной области (НГО)), западной, центральной и восточной частях ХМАО - Югры (Красноленинская НГО, западная часть Фроловской и южная часть Надым-Пурской НГО, Васюганская НГО), Томской и Новосибирской областях (Васюганская НГО), на юге Тюменской области (рисунок 1).

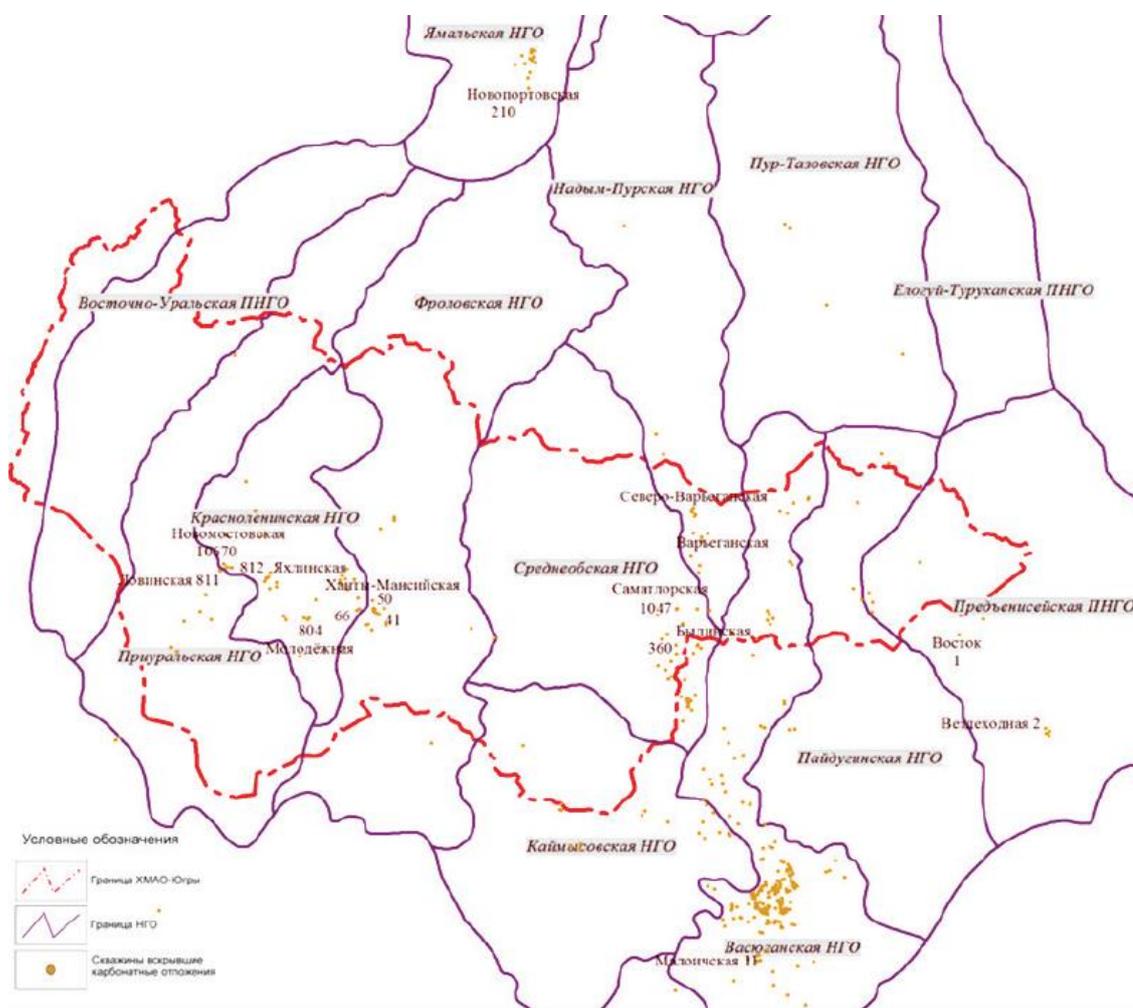


Рисунок 1 - Схема расположения скважин, вскрывших карбонатные отложения на территории Западно-Сибирской плиты

Таким образом, карбонатные отложения вскрывают ~ 380 скважин, расположенных в пределах Западной Сибири, 110 из которых относятся к территории ХМАО - Югры [9].

## **1.1 Геологическая характеристика разработки месторождений карбонатных коллекторов Западной Сибири**

Ввиду особенного геологического строения добыча нефти из карбонатных коллекторов является сложным техническим и технологическим процессом, а сами запасы относятся к трудноизвлекаемым.

К трудноизвлекаемым полезным ископаемым относятся:

- нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;

- сверхвязкая нефть, добываемая на участках недр, содержащих нефть вязкостью 10000 мПа·с и более (в пластовых условиях) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых [3].

Кроме того, на основании приказа от 13 февраля 1998 года № 41 Министерства природных ресурсов Российской Федерации к трудноизвлекаемым запасам нефти могут быть отнесены:

- запасы всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти;

- запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек;

- запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин [4].

Извлечение данных запасов связано еще и с повышенными финансовыми затратам, которые могут быть вызваны в результате допущений неточностей при составлении технологических разделов проектов разработки месторождений [5].

Неточности при составлении:

- В технологических вариантах по разрабатываемым месторождениям зачастую не обеспечивается максимально эффективное использование всего фонда скважин, ведь данные варианты не предусматривают вывод скважин из бездействия (высокая обводненность бездействующего фонда), либо только незначительной их части. При этом, эксплуатация месторождений происходит меньшим количеством скважин, чем было предусмотрено в проектом варианте. Так что общий объем извлекаемой из месторождения нефти при этом существенно сокращается, а эффективность проекта в целом снижается;

- Принимаемые в расчетах уровни эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) обычно далеки от достигаемых за рубежом и даже от лучших результатов, достигнутых в России. Поэтому экономическая эффективность вариантов с использованием МУН редко превышает эффективность вариантов с традиционными технологиями;

- Обоснование величин извлекаемых запасов производится нередко перемножением коэффициентов охвата, заводнения и вытеснения. Между тем известно, что величины первых двух коэффициентов определяются скорее экономическими факторами, нежели собственно техническими и технологическими, поэтому полученные таким способом извлекаемые запасы и коэффициенты нефтеизвлечения нельзя принимать в качестве максимально технически или технологически достижимых.

Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) [7]:

$$\text{КИН} = k_{\text{ВТ}} \cdot k_{\text{ОХВ}} \quad (1)$$

где  $k_{\text{ВТ}}$ -коэффициент вытеснения нефти;

$k_{\text{ОХВ}}$  – коэффициент охвата пласта вытеснением.

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с применением традиционных технологий характеризуется низкими значениями нефтеотдачи, не превышающими 10-25 %. Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти) характеризуется отношением величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов [6].

Карбонатные породы представляют собой осадочные образования, сложенные на 50 % и более карбонатными минералами. В число последних входят кальцит (и арагонит) -  $\text{CaCO}_3$ , доломит –  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ , а также значительно более редко встречаемые магнезит-  $\text{MgCO}_3$ , анкерит -  $\text{Fe, Ca}(\text{CO}_3)_2$ , сидерит-  $\text{FeCO}_3$ , стронцианит -  $\text{SrCO}_3$ . Кальцит и доломит, являясь основными породообразующими карбонатными минералами, слагают известняки, доломиты и породы смешанного известково-доломитового состава. Эти породы встречаются в отложениях различных тектонических структур (платформенных и геосинклинальных) и самого различного возраста, от докембрия доныне.

В карбонатных породах, часто в значительных количествах, присутствует терригенный (глинистый и обломочный), химический (кварц, сульфаты, пирит) и органический (битуминозный) материал.

Породы, содержащие (в сумме) более 50 % терригенного материала, не являются карбонатами; они относятся к обломочным породам (алевролитам, песчаникам, гравелитам, конгломератам): известковым (доломитовым) – 25–50 %; известковистым (доломитистым) – 5–25 %; с примесью карбонатов – 0–5 % [8].

Преимущественно отложения Западной Сибири представлены дислоцированными толщами известняков, доломитов, глинистых известняков, калькаренитов, содержащих разнообразную фауну, известняками с терригенной примесью, карбонатными или сланцево-карбонатными породами и, как правило, среди них встречаются толщи, пачки, прослои вулканогенных пород. Разнообразие типов карбонатных пород связано с особенностями строения бассейнов, в которых шло осадконакопление, а также с различными вторичными процессами.

Данные отложения могут подвергаться воздействию составов для обработки карбонатных коллекторов включающих, процент содержания по массе: соляную кислоту 7-19, поверхностно-активное вещество ПАВ 0,1-3,0, растворитель 10-45, ортофосфорную кислоту 4-14, воду остальное. В способе

кислотной обработки призабойной зоны пласта с карбонатным коллектором осуществляют закачку в скважину указанного выше кислотного состава, который продавливают в глубину пласта продавочной жидкостью, и осуществляют технологическую выдержку [12].

Благодаря полученной геологической информацией по скважинам уточнились области распространения карбонатных отложений в пределах Фроловской мегавпадины. На Ханты-Мансийской площади на приподнятых участках рельефа развиты мощные толщи мелководных карбонатов (толщиной до 200 м), а в депрессионных зонах - глинистые битуминозные известняки, что создает благоприятные условия для скоплений углеводородов.

Данные, полученные в результате вскрытия скважинами карбонатных отложений ХМАО, свидетельствуют о формировании пород в начале эмского века, предположительно, в мелководном шельфовом море, простиравшемся от Урала на восток в пределы Западно-Сибирской палеозойской мегаструктуры.

Фауна морского девона найдена в разрезах скважин ХМАО, Фроловской и Западно-Фроловской НГО. На Фроловской площади известняки содержат остатки водорослей, остракод, кораллов, фораминифер. Так, в скважине Ханты-Мансийской НГО, расположенной в Южно-Елизаровском прогибе, вскрыты известняки толщиной 330 м, подтверждающие наличие органогенных известняков.

**Нефтегазоносность.** Залежи нефти и газа в карбонатных отложениях приурочены, как правило, к эрозионно-тектоническим выступам фундамента. Промышленная нефтегазоносность этих отложений в пределах Западной Сибири доказана в Нюрольском бассейне (Арчинское, Герасимовское и другие месторождения), на Чкаловском выступе (Чкаловское месторождение), Малоичской ложбине (Малоичское месторождение). В пределах ХМАО - Югры залежи нефти и газа в карбонатных отложениях выявлены на Ханты-Мансийском, Северо-Варьеганском, Котыгъеганском, Кошильско-Вахском, Советском месторождениях.

Дебиты нефти из карбонатных отложений на территории Западной Сибири достигают 302,9 м<sup>3</sup>/сут (Ханты-Мансийское месторождение), на Чкаловском месторождении колеблются от 100 до 500 м<sup>3</sup>/сут, на Советском - до 100 м<sup>3</sup>/сут. В процессе бурения скважин при проходке карбонатных отложений нередко отмечаются катастрофическое поглощение промывочной жидкости, обвалы стенок скважины, провалы бурильного инструмента, поглощение и потеря циркуляции бурового раствора, что свидетельствует о наличии пород-коллекторов в разрезе (Ханты-Мансийская, Ловинская, Южно-Талинская, Медведевская).

Карбонатные коллекторы отличаются крайней невыдержанностью, значительной изменчивостью свойств. Часто кавернозность наблюдается в пределах высоко- и среднеамплитудных структурных поднятий, а на удалении от сводов структур она снижается, что подтверждается открытием залежей в известняках на территории Западной Сибири.

В скважинах Ханты-Мансийской площади фонтанные притоки нефти получены из рифовой органогенно-карбонатной постройки дебитом 302,9 м<sup>3</sup>/сут.

На Кошильско-Вахском месторождении открыта залежь нефти в коре выветривания только одной скважиной. В скважине при испытании известняков получен приток нефти с водой (нефти - 4,8 м<sup>3</sup>/сут, воды - 6,8 м<sup>3</sup>/сут). В скважине, находящейся за контуром залежи, из трещиноватых известняков приток нефти составил 3,4 м<sup>3</sup>/сут.

Коллекторские свойства доюрских пород на месторождениях, приуроченных к зоне контакта, определяются развитием вторичной пористости и проницаемости. В карбонатных породах вторичная пористость и проницаемость возникают за счет процессов доломитизации и перекристаллизации, выщелачивания и трещиноватости. В результате формируются специфические коллекторы порово-трещинного, трещинного, кавернозно-трещинного, порово-кавернозно-трещинного типов. Пустотное

пространство таких коллекторов состоит из карстовых полостей, тектонических трещин, пор и каверн выщелачивания.

В карбонатных породах пористость и проницаемость определяются не только поровыми пустотами, но и трещинами, кавернами. Именно этими факторами определяются условия фильтрации пластовых флюидов в карбонатных коллекторах. Карбонатные коллекторы состоят из проницаемых трещин и матричных блоков, которые характеризуются своей собственной пористостью и проницаемостью. Для чисто трещинных пластов пористость и проницаемость определяются густотой и геометрией систем трещин в породе, их средним раскрытием. Раскрытием называется расстояние между двумя пористыми блоками, образующими трещину. Запасы нефти и газа, содержащиеся в карбонатном коллекторе, могут быть приурочены к матричным блокам, а также к трещинам.

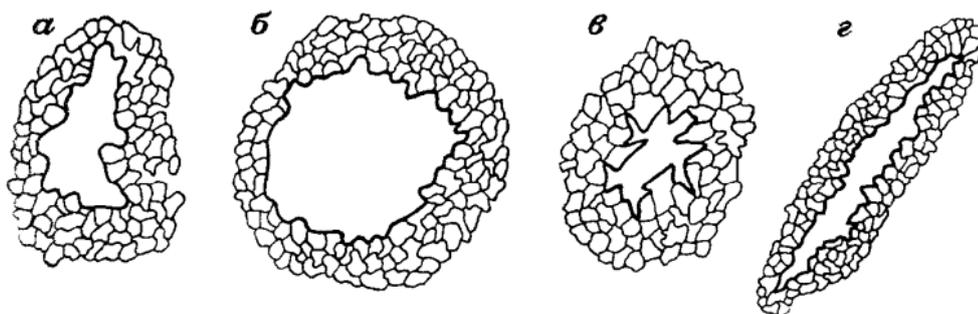
По классификации существует 4 типа карбонатных коллекторов:

I тип - проницаемость связана только с трещинами, где и сосредоточены основные запасы. Матрица имеет незначительную пористость и проницаемость;

II тип - основные запасы содержатся в матрице, трещины обеспечивают основную проницаемость. Матрица имеет низкую проницаемость, но может иметь как низкую, так среднюю и даже высокую пористость;

III тип - матрица содержит основные запасы нефти, имеет высокую проницаемость и пористость, трещины дополняют проницаемость матрицы;

IV тип - трещины не вносят существенного вклада в проницаемость и пористость матрицы, но вносят анизотропию в пласт [10].



а-неправильная, б-округло изометрическая, в-заливообразная, г-щелевидная  
 Рисунок 2 – Различные формы пустот выщелачивания

Результатом выщелачивания является возникновение пустот самых различных размеров: от мелких пор (до 1 мм) и каверн (более 1 мм) до крупных карстовых полостей, измеряемых метрами. Суммарный объем пор и каверн выщелачивания может быть значительным. Обусловленная им вторичная пористость карбонатных пород нередко превышает межзерновую пористость и служит основным видом емкости карбонатного коллектора [11].

## 1.2 Определение остаточных запасов нефти при разработке карбонатных коллекторов

Карбонатные коллекторы состоят в основном из известняков и доломитов. В отличие от терригенных, они характеризуются большим разнообразием структуры пустотного пространства, меньшей глинистостью и более низкими граничными значениями пористости. Формирование их емкостных свойств в первую очередь определяется трещиноватостью и последующим выщелачиванием. Карбонатные коллекторы могут иметь проницаемость до  $0,3 - 1 \text{ мкм}^2$  и пористость до  $20 - 35 \%$ . Обычно такие породы комковатые, рыхлые, слабо сцементированные, содержание цемента до  $10 \%$ . Начальная их водонасыщенность в залежи не превышает  $5 - 20 \%$ . Среднепористые и среднепроницаемые карбонатные коллекторы обладают уже меньшими пористостью ( $12 - 25 \%$ ) и проницаемостью ( $0,01 - 0,3 \text{ мкм}^2$ ) вследствие вторичного изменения порового пространства (диагенеза и катагенеза) и более высокой степени цементации ( $10 - 20 \%$ ) породы.

Хорошими объектами для разработки могут быть карбонатные коллектора, имеющие высокую пористость и проницаемость. Разработка слабопроницаемых, мелкопористых карбонатных коллекторов трудна и низкоэффективна.

Основные свойства коллекторов нефти, влияющие на процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений и на процесс их обводнения, следующие: вещественный состав, пористость, проницаемость, удельная поверхность.

Очень важная характеристика коллекторов – удельная поверхность пористой среды – отношение площади поверхности пор к объему или массе пористой среды. Вследствие небольших размеров отдельных зерен и большой плотности их укладки общая площадь поверхности порового пространства горной породы достигает огромных размеров. Для высокопористых, высокопроницаемых коллекторов удельная поверхность не превышает 500 – 1000 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> породы, а для алевролитов, полимиктов и слабопроницаемых карбонатов достигает 10000 – 30000 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> (0,5 – 1,5 м<sup>2</sup>/г) [14].

Удельная поверхность пористой среды связана с пористостью и проницаемостью следующим соотношением:

$$S_y = G \cdot \frac{m}{\sqrt{k}} \cdot \sqrt{m} \quad (2)$$

где  $S_y$  – удельная поверхность;

$m$  – коэффициент пористости;

$k$  – коэффициент проницаемости;

$G$  – эмпирический коэффициент, равный  $(7-10) \cdot 10^3$  для разных коллекторов.

Эта характеристика имеет большое значение для применения методов ограничения водопритока в нефтяные скважины, так как любые растворы химических веществ, находясь длительное время в пласте, взаимодействуют с его поверхностью, что сопровождается процессами адсорбции химических

реагентов, деструкции молекул, ионного обмена между растворами и поверхностью, растворения солей.

Коллекторские свойства карбонатных пород. Высокими значениями эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности могут обладать лишь так называемые биоморфные, органогенные и обломочные карбонатные породы пустотное пространство в которых не было подвержено вторичным изменениям (отложениям солей), вследствие чего коллекторы характеризуются низкими емкостными и фильтрационными свойствами. Емкостные свойства карбонатных коллекторов связаны с пористостью матриц, а фильтрационные свойства - с трещиноватостью пород. Качество трещиноватых пород, как коллектора нефти характеризуется раскрытостью трещин, их числом, густотой трещин. Раскрытость трещин колеблется в пределах 14-80 мкм<sup>2</sup>. Густота трещин в какой-либо точке пласта характеризуется объемной плотностью трещин [15]:

$$T = \frac{\Delta S}{\Delta V} \quad (3)$$

где  $\Delta S$  - половина площади поверхности всех трещин в некотором элементарном объеме породы  $\Delta V$ .

Трещинная пористость определяется отношением объема трещин к объему образца породы:

$$m_T = b \cdot T \quad (4)$$

где  $m_T$ - трещинная пористость, доли единиц;

$b$  - высота раскрытости трещин, мм.

Проницаемость трещиноватой породы определяется по формуле:

$$k_T = 85000 \cdot b \cdot m_T \quad (5)$$

где  $k_T$  - коэффициент проницаемости трещиноватой породы.

Ввиду наличия карбонатных коллекторов, характеризующихся низкой пористостью и проницаемостью, процесс разработки будет крайне неэффективен и трудно воплотим, однако наличие трещиноватости приводит

к увеличению проницаемости и дает возможность разрабатывать эти коллекторы.

Кроме того, важнейшим параметром продуктивности пластов является нефтенасыщенность, характеризующая запасы нефти.

Коэффициентом нефтенасыщенности ( $S_H$ ) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых нефтью ( $V_H$ ), к суммарному объему пустотного пространства ( $V_{пор}$ ) [16].

$$S_H = \frac{V_H}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (6)$$

На величину коэффициента нефтенасыщенности оказывают влияние коллекторские свойства пород.

$$S_H = \frac{V_H \cdot \rho_{п}}{m \cdot G} \quad (7)$$

где  $V_H$  – объем содержащейся в образце,  $m^3$ ;

$\rho$  – плотность породы,  $кг/м^3$ ;

$m$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$G$  – масса жидкости, содержащейся в образце,  $кг$ ;

В настоящее время извлекаемые запасы по юрским отложениям составляют 29% от всего объема запасов Западной Сибири (рисунки 3, 4, таблица 1). При этом выработка даже по васюганской свите в юрских отложениях наиболее вовлеченных в разработку, составляет всего лишь 28,8%. Среднеюрские залежи, в которых содержатся максимальные запасы нефти юрского комплекса, выработаны всего лишь на 8,6%. Это обусловлено в первую очередь низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов, слагающих данные отложения, и высокой расчлененностью [17].

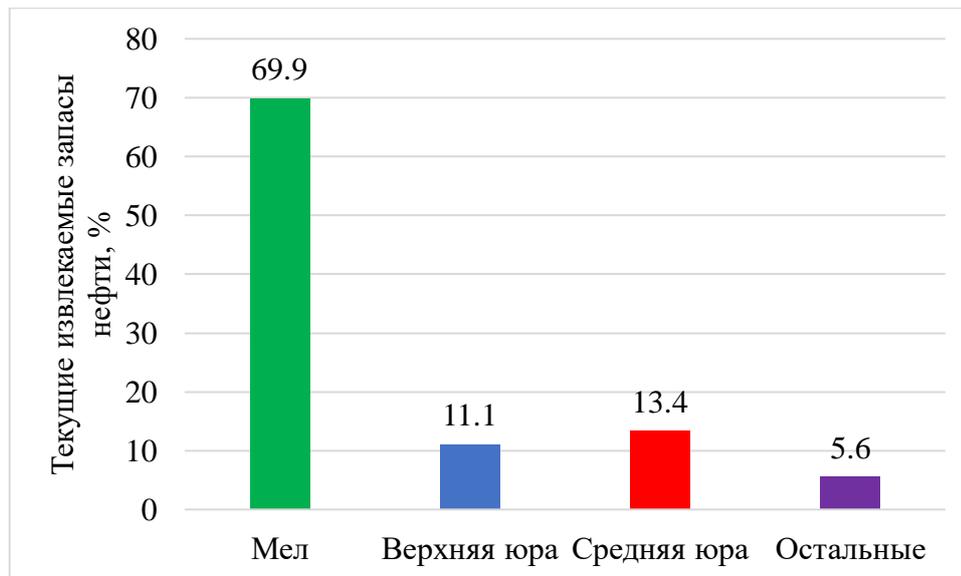


Рисунок 3- Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти Западной Сибири по нефтегазовым комплексам

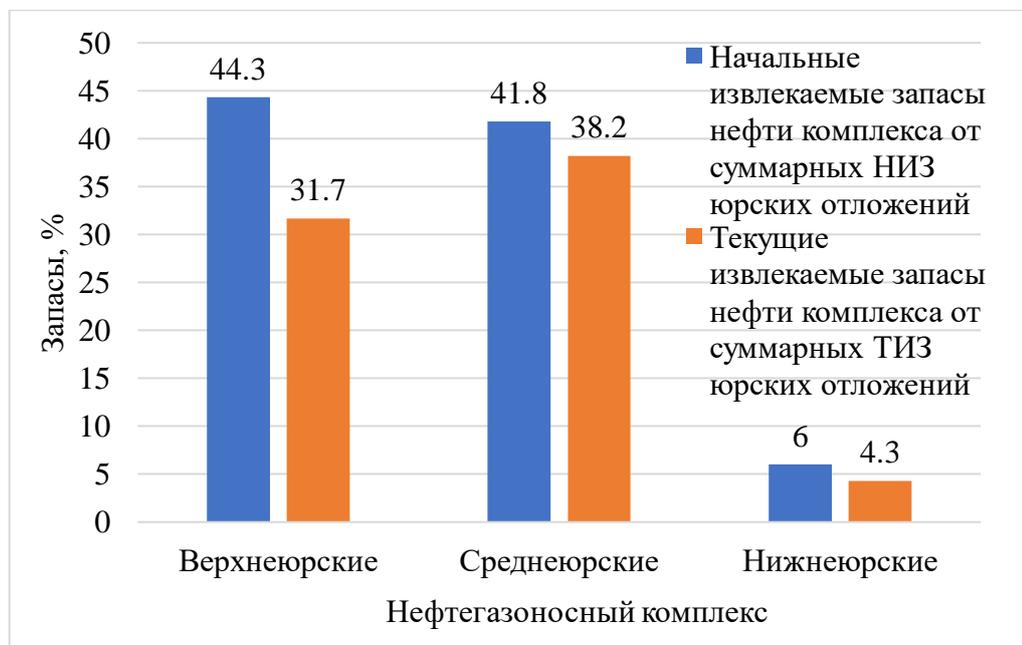


Рисунок 4 - Структура запасов юрского нефтегазового комплекса Западно-Сибирской нефтегазовой провинции

Так, более 55% остаточных извлекаемых запасов приходится на долю пластов с проницаемостью менее 0,03 мкм<sup>2</sup>.

Таблица 1 - Основные показатели вовлечения в разработку юрских отложений Западной Сибири

Нефтегазовый комплекс	Текущие извлекаемые запасы нефти комплекса от суммарных ТРИЗ в целом по Западной Сибири, %	Выработка запасов, %	Кратность запасов, лет	Темп отбора, %
Верхнеюрский (васюганская свита)	11,1	28,6	42,1	2,4
Среднеюрский (тюменская свита)	13,4	8,6	239,2	0,4
Нижнеюрский	1,5	28,2	128,6	0,8

Анализ данных о геологическом строении и нефтеносности юрского комплекса в центральных и юго-западных 15 районах Западной Сибири позволяет констатировать, что под влиянием более продуктивного мелового комплекса изученность юрских отложений отставала по времени и интенсивности и, по существу, в серьезных масштабах проводится только в последние 10-15 лет.

Анализ данных о степени вовлечения в разработку различных геологических комплексов в зависимости от показателя гидропроводности по Западной Сибири показал, что наиболее полно разрабатываются запасы нефти меловых и верхнеюрских залежей, в то время как запасы средней и нижней юры практически не разрабатываются. Гидропроводность характеризует способность пласта-коллектора пропускать через себя жидкость, насыщающую его поры.

Так, при изменении значений гидропроводности в интервале от 0,1 до 1 мкм<sup>2</sup>·м/(мПа·с) вовлечение в разработку запасов нефти мелового комплекса составило 56,3%, верхнеюрского – 86,7%, среднеюрского – 25,2% (рисунок 5). Необходимо отметить, что при других значениях гидропроводности, например: менее 0,1 мкм<sup>2</sup>·м/(мПа·с) и более 1 мкм<sup>2</sup>·м/(мПа·с) запасы среднеюрских отложений не разрабатываются.

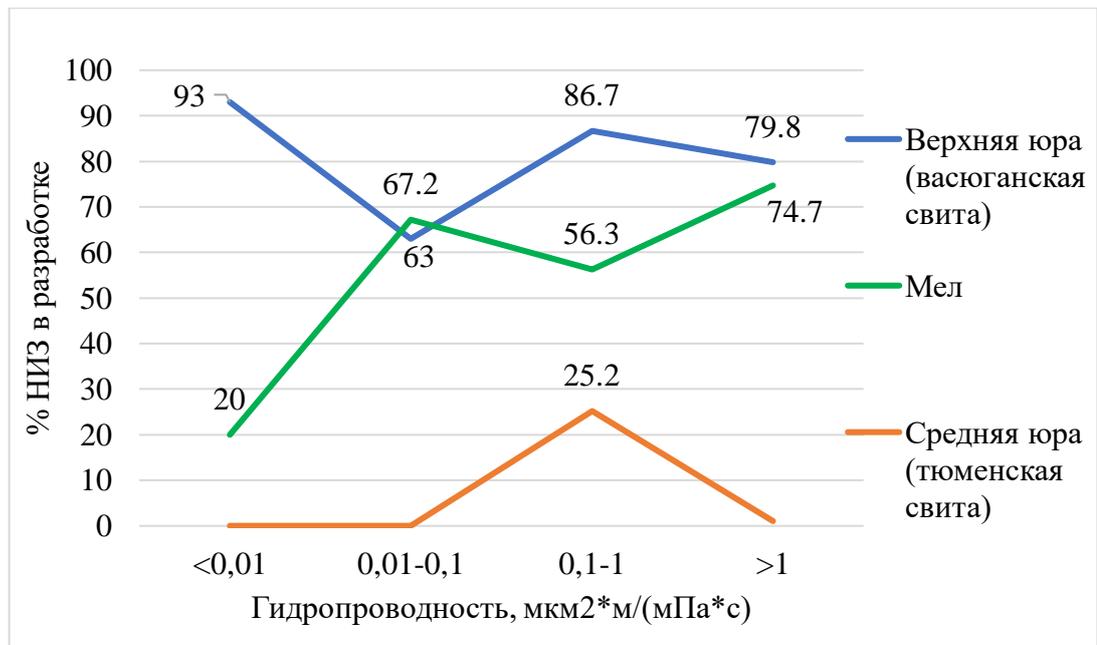


Рисунок 5 - Отбор от НИЗ запасов нефти по геологическим комплексам в зависимости от гидропроводности

Из приведенных результатов анализа можно сделать вывод, что верхнеюрские запасы по степени освоения стоят ближе к нижнемеловым, тогда как залежи нефти в среднеюрских отложениях занимают особое положение, требующее новых технологических подходов.

К остаточным можно отнести запасы нефти, оставшиеся в нефтяных пластах, разрабатываемых долгое время с применением заводнения. Основной период разработки характеризуется опережающей выработкой лучших по качеству запасов нефти, по которым выработка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) может достигать более 80 %, по второстепенным объектам выработка не превышает 40 %. Неравномерная выработка запасов может привести к формированию трудноизвлекаемых запасов [18].

Причинами образования остаточной нефти являются:

1. Сложность геологического строения, обусловленная макронеоднородностью пластов (линзы, расчлененность, прерывистость пластов);

Остаточная нефть макроуровня, формирующаяся в пластах, не охваченных воздействием процесса разработки по причине макронеоднородности коллектора, т. е. резкой литологической изменчивости

и прерывистости продуктивных пород. Это целики, различного рода непромытые пропластки, застойные зоны, линзы. Коллекторы и остаточная нефть, содержащаяся в них, сохраняют свои исходные свойства [19].

2. Неоднородность пластов по проницаемости (от 0,01 до 3~4 мкм);

В случае малопроницаемого пласта-коллектора отмечается увеличение насыщенности вытесняющей фазой непосредственно за границей скачка проницаемости, что в свою очередь приводит к дополнительному падению фазовой проницаемости по нефти уже в зоне малопроницаемого пласта.

Таким образом, в области резкого изменения проницаемости, обусловленной слоистой неоднородностью пластов, формируется зона аномально низкой фазовой проницаемости по нефти, что вызывает блокировку части извлекаемых запасов нефти [19].

3. Вязкость нефти. Диапазон изменения при заводнении - от 1-5 до 30 мПа·с;

Более высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. С увеличением вязкости нефти значительно проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, способствующие возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею дренируемых [14].

При фильтрации нефти в пористой среде пласта происходит сдвиг и, следовательно, добыча наиболее подвижных. Более тяжелые компоненты отстают в случае гидрофильного коллектора, когда нефть находится в центре порового пространства, или находятся в виде пленки на поверхности пор, если она обладает гидрофобным типом смачивания. Поэтому остаточные нефти характеризуются повышенными значениями плотности и вязкости по сравнению с добываемыми нефтями [19].

4. Образование застойных зон;

5. Изменение фазового состояния нефти;

Возможно также изменение фазового состояния нефти, связанное с выпадением из нее твердых парафинов в результате охлаждения пласта закачиваемой водой. Особенно глубокое преобразование нефтей происходит в случае изменения фазового состояния нефтяной системы при выпадении твердых парафинов при изменении термобарических условий в пласте. Наблюдается перераспределение компонентов между извлекаемой и остающейся в пласте нефтью. Оно проявляется в увеличении в остаточной нефти содержания масляных углеводородов. В добываемых нефтях на тяжелые n-алканы приходится лишь 20 – 24%. В остаточных нефтях их доля соответствует 69 – 74% [19].

6. Наличие водонефтяной зоны;

7. Остаточная нефтенасыщенность в обводненных пластах в виде пленочной или капельной нефти;

В гидрофильном коллекторе вода, как смачивающая фаза, прилипает к поверхности горной породы и отмывает нефть. При этом в поре образуется остаточная нефтенасыщенность в виде глобулы или капли. В гидрофобном коллекторе вода, как несмачивающая фаза, будет двигаться по центральной части поры, не оттесняя нефть от стенок породы. Такой вид остаточной нефти называется пленочный [17].

8. Микронеоднородность коллектора (размеры капилляров от  $10^{-4}$  до 1 см;

Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом.

9. Удельная поверхность пористой среды - от  $0,05^{-3}$  до  $10^{-4}$   $\text{см}^2/\text{см}^3$ );

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизирует поверхность твердой фазы, и ее часть, находящаяся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия [14].

10. Изменение (ухудшение) свойств остаточной нефти (действие межфазных молекулярных сил от 18 до 30 мН/м);

Остаточная нефть в заводненных пластах удерживается в неподвижном состоянии поверхностно-молекулярными силами.

11. Разбуривание месторождений не по оптимальным сеткам скважин;

12. Несовершенство применяемых технологий;

13. Выделение многопластовых эксплуатационных объектов;

Преобладающий вид остаточной нефти во многом определяет выбор методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Значение остаточной нефтенасыщенности, находящейся в виде капель или пленки, оценивается от 0,15-0,20 до 0,7, максимальные размеры скоплений нефти составляют несколько миллиметров. Размеры скоплений капиллярно-удерживаемой нефти оцениваются от десятков сантиметров до нескольких метров. Целики нефти, образующиеся в пласте за счет неполного охвата пласта воздействием, могут достигать сотни метров.

### **1.3 Определение остаточной нефтенасыщенности в карбонатных пластах месторождений Западной Сибири**

Существует экспериментальный способ определения остаточной нефтенасыщенности в лабораторных условиях, в основе которого лежит процесс вытеснения нефти водой из образцов керна. Вытеснение нефти происходит при закачке воды с постоянной скоростью не более 2 м/сут.

Определение остаточной нефтенасыщенности, с большей точностью, проводится весовым способом после закачки воды при проведении взвешивания образца керна в воде и в воздухе. Процесс вытеснения нефти в данных условиях позволяет определять насыщенность пород-коллекторов со сходными ФЕС. Упрощенная методика расчета, освобождающая от замеров плотностей жидкости, описывает определение остаточной нефти весовым методом образца, насыщенного водой в нефти, для получения начальной нефтенасыщенности [25].

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности весовым способом рассчитывается по формуле (8):

$$k_{н.ост} = \frac{M_B - M_{II}}{K_{II}(M_H - M_B)} \quad (8)$$

где  $M_B$  и  $M_H$  - масса образца, насыщенного водой, в воде и нефти, кг;

$M_{II}$  - масса образца после опыта с водой и нефтью, кг;

$K_{II}$  - коэффициент пористости, доли.

В настоящее время прямым методом определения нефтенасыщенности принято считать расчет величины этого признака по остаточной водонасыщенности, установленной на кернах, полученных при бурении скважин на безводном растворе [21].

$$k_H = 1 - k_B \quad (9)$$

где  $k_B$  коэффициент остаточной водонасыщенности (доли единицы), характеризующий содержание в открытых пустотах воды, физически связанной с породой.

Другие методы определения нефтенасыщенности: по геофизическим данным являются косвенными, и при их применении необходим тщательный учет всех факторов, влияющих на качество результатов.

Так, при водонапорном режиме работы залежи существует методика определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ( $k_{н.ост}$ ) из условия:

$$k_{н.ост} = k_1 + k_2 \quad (10)$$

где  $k_1$  – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки, рассчитывается по формуле (11);  $k_2$  – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при неравномерном перемещении фронта воды в залежь с образованием целиков не извлеченной нефти.

$$k_1 = k_{min} + k_{выт} \quad (11)$$

где  $k_{\min}$  – коэффициент минимально возможной остаточной нефтенасыщенности, определяется опытным путем при прохождении через образец породы объема воды во много раз большего, чем объем порового пространства. Если лабораторных данных нет, то  $k_{\min}$  определяется по формуле [21]:

$$k_{\min} = 1 + k_{н.маx} \quad (12)$$

где  $k_{н.маx}$  – коэффициент максимально возможного нефтеизвлечения, является функцией проницаемости горной породы, определяется в зависимости от коэффициента проницаемости по таблице 2.

Таблица 2 – Расчет коэффициента максимально возможного нефтеизвлечения

$k_{пр,МКМ^2}$	0,3–0,8	0,8–2	>2
$k_{н. маx}$ , д.е.	0,65–0,75	0,7–0,8	0,75–0,8

$k_{выт}$  – коэффициент вытеснения, характеризующий остаточную нефтенасыщенность вследствие неполного вытеснения нефти в процессе разработки; зависит от содержания воды в продукции скважин и от соотношения вязкости нефти и воды в пластовых условиях  $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ , (таблица 3).

Таблица 3 – Расчетная таблица для определения  $k_{вытес}$ .

Конечная обводненность продукции, %	$k_{выт}$ при $\mu_n / \mu_v$				
	1	2,5	5	10	20
98	0,03	0,05	0,08	0,13	0,15
98,5	0,03	0,04	0,07	0,12	0,13
99	0,02	0,04	0,06	0,1	0,11

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности ( $k_2$ ) – определяется в зависимости от используемой модели разработки залежи.

1. При одностороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (одностороннее стягивание контура нефтеносности)  $k_2$  определяется по формуле (13).

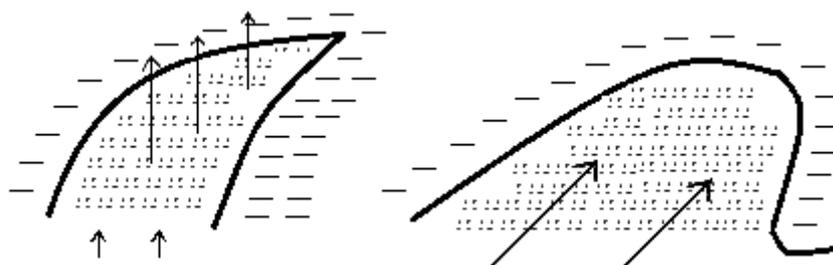


Рисунок 6 – Модель одностороннего продвижения водонефтяного контакта

2. При двустороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (рисунок 7)  $k_2$  определяется по зависимости (14).

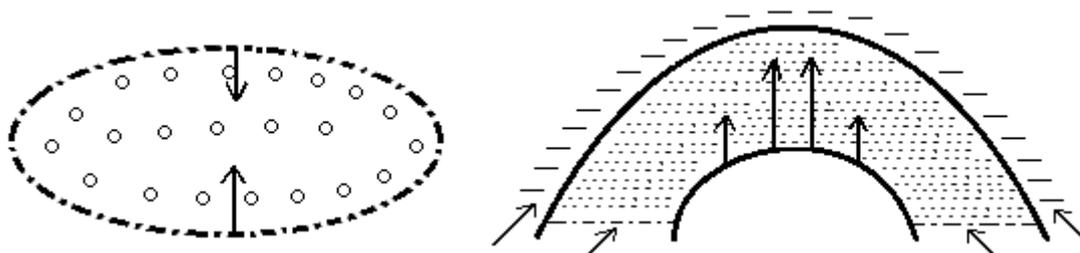


Рисунок 7 – Модель двустороннего продвижения водонефтяного контакта

$$k_2 = \frac{4\varepsilon \cdot L^2 \cdot h' \cdot (n' - 1) \cdot K'_{по}}{V}, \quad (13)$$

$$k_2 = \frac{8\varepsilon \cdot L^2 \cdot h' \cdot (n' - 1) \cdot K'_{по}}{V}. \quad (14)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент относительных потерь, зависит от обводненности скважины последнего стягивающего ряда и соотношения вязкости нефти и воды;  $L$  – половина расстояния между скважинами в пределах последнего стягивающего ряда, м;  $h'$  – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в пределах скважин последнего стягивающего ряда;  $K'_{по}$  – среднее значение коэффициента открытой пористости в пределах скважин последнего стягивающего ряда;  $n'$  – количество эксплуатационных скважин в последнем ряду;  $V$  – объем пустотного пространства продуктивной части пласта ( $V = F \cdot h_{эф} \cdot K_{по}$ ),  $m^3$  [21].

Контроль за разработкой нефтяных месторождений предусматривает получение информации о состоянии продуктивных пластов и изменениях, происходящих в них в процессе вытеснения из них углеводородов, для выбора

научно обоснованной системы разработки залежей, оптимального регулирования темпа отбора флюидов, обеспечивающего максимальное извлечение нефти и газа из земных недр на основе геофизических методов.

К геофизическим методам определения остаточной нефтенасыщенности относят [22]:

- Методом меченого вещества

Метод меченого вещества предназначен для оценки остаточной нефтенасыщенности прискважинной части пласта. Сущность метода состоит в том, что в горные породы или в скважинный флюид вводятся вещества, обладающие различными аномальными физическими свойствами относительно окружающей среды, наличие которых надежно выделяется промыслово-геофизическими методами.

В качестве меченого вещества могут использоваться радиоактивные изотопы (метод радиоактивных изотопов) и вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (нейтронный метод меченого вещества). В первом случае измерения в скважине проводят методом ГК, во втором случае – методом ИНК.

Метод меченого вещества является одним из наиболее трудоемких и дорогостоящих методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. Его применение оправдано лишь в тех случаях, когда другими методами задача надежно не решается.

В качестве радиоактивных изотопов используют элементы, дающие жесткое гамма-излучение, растворяющиеся в применяемой жидкости, характеризующиеся относительно небольшими периодами полураспада и обладающие необходимыми адсорбционными свойствами. Чаще всего используются следующие изотопы:  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^{51}\text{Cr}$  [22].

- Методы импульсного нейтронного каротажа

Метод предназначен для количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности. Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения

насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

Физические основы метода основаны на применении импульсного нейтронного каротажа в интегральной модификации при облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. В зависимости от регистрируемого излучения различают: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными макросечением захвата тепловых нейтронов в единицах захвата, равных  $10^{-3} \text{ см}^{-1}$ , и водонасыщенная пористость пород, в процентах.

Количественная оценка насыщенности коллекторов по данным ИННК базируется на зависимости среднего времени жизни тепловых нейтронов в породах от характера и содержания насыщающих флюидов. Уменьшение плотности тепловых нейтронов во времени в однородной среде происходит по экспоненциальному закону с интенсивностью, определяемой нейтронопоглощающими свойствами среды.

Аппаратом служит измерительный зонд (ИНК), содержащий излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов, один или два детектора тепловых нейтронов или гамма-излучения.

Кроме того, существует обобщенный подход для оценки остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой в коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, обладающих низкой проницаемостью (менее 10 мД) по формуле (15).

$$k_{н.ост} = 0,3558 \cdot k_{нн} + 0,1055. \quad (15)$$

Расчеты проводятся на основе данных о параметрах вытеснения нефти водой по месторождениям Западной Сибири (приложение 1).

Таблица 4 – Диапазоны изменения ФЕС по низкопроницаемым коллекторам [22]

Параметры	Условные обозначения	Значения		
		min	max	Среднее
Проницаемость пласта, мД	$K_{пр}$	0,8	9,6	3,8
Начальная нефтенасыщенность, %	$K_{нн}$	43	66,1	53,6
Остаточная нефтенасыщенность, %	$K_{н.ост}$	22	36,4	30,1
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед	$K_{выт}$	0,363	0,467	0,429

Рисунок 8 показывает, что существует зависимость, характеризующая увеличение доли остаточной нефтенасыщенности в пласте с увеличением начальной.

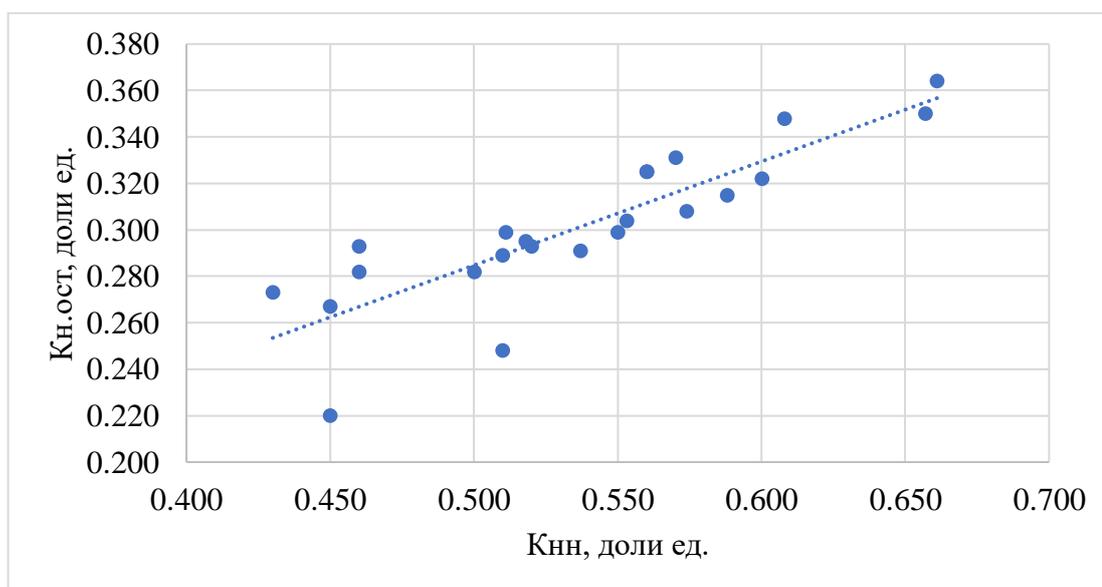


Рисунок 8 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности  $K_{н.ост}$  от начальной  $K_{нн}$

## **2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

В современных условиях увеличение добычи нефти ряда нефтяных провинций России связано с ускорением промышленного освоения новых месторождений и залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, а также с совершенствованием технологии разработки старых месторождений на основе научно-технических достижений и передового производственного опыта. Возрастающее значение карбонатных залежей как источников добычи нефти обусловлено ростом доли карбонатных коллекторов в общем балансе остаточных запасов нефти за счет опережающей выработки более продуктивных терригенных пластов.

Повышение эффективности разработки месторождений предполагает применение методов увеличения нефтеотдачи, изменяющих природные силы в залежи с целью увеличения конечной нефтеотдачи. При реализации этих методов применяют рабочие агенты, повышающие охват залежи разработкой и эффективность вытеснения остаточной нефти из пластов.

К методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, добываемой за счет дополнительного дренирования той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации.

### **2.1 Использование методов определения остаточной нефтенасыщенности в процессе разработки месторождений**

#### **2.1.1 Прямой метод определения остаточной нефтенасыщенности**

Оценка остаточной нефтенасыщенности преимущественно осуществляется прямым методом, при проведении которого объектом испытания являются образцы пород, отобранные при бурении из

необходимого продуктивного горизонта при использовании в качестве промывочной жидкости растворов на нефтяной основе или растворов, нефилтрующих в пористую среду.

С целью определения остаточной нефтенасыщенности в макротрещинах проводится программа по исследованию керна в пределах залежи X месторождения. Рифейский комплекс месторождения наиболее освещен экспериментами по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Рифейский ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями толщиной от 0 до 7 км. Литологическая характеристика пород рифейских отложений описывает наличие органогенных доломитов, среди которых встречаются прослои алевролитов и песчаников. Цемент преимущественно карбонатный. Основными породообразующими минералами являются доломит, кварц, глинистые материалы.

Эксперимент подтверждает наличие неснижаемых объемов воды и нефти, приходящихся на единицу площади поверхности трещин. Для подготовки трещины цилиндрические образцы керна диаметром 30 мм распиливались вдоль оси со смещением плоскости распила на 3 мм относительно оси образца. Половины образцов керна сначала склеивали по торцам в две колонки (по три образца в каждой), затем плоскости распила полученных колонок шлифовались и состыковывались в модель трещин. Для формирования проницаемой модели к поверхности распила с одной из колонок по краям приклеивались полоски металлической фольги толщиной 0,1 мм и шириной 3 мм (рисунок 9) [26].

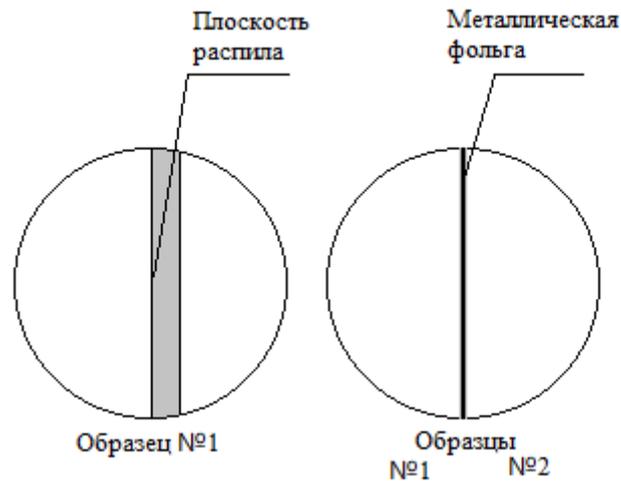


Рисунок 9 – Модель трещины

Результаты проведенных на модельной трещине экспериментов в большей степени характеризуют величины остаточных коэффициентов водо- и нефтенасыщенности применительно к макротрещиноватости.

На основе проведения 113 опытов определения коэффициентов вытеснения на образцах, отобранных с 26 скважин, получается следующая аналитическая зависимость (формула 16):

$$k_{\text{выт}} = -0,8765 \cdot k_{\text{н.ост}} + 0,9033. \quad (16)$$

Опыты показывают изменение  $k_{\text{н.ост}}$  (от 0,15 до 0,7) доли ед. и  $k_{\text{выт}}$  (от 0,27 до 0,8) доли ед. при отсортировке [26].

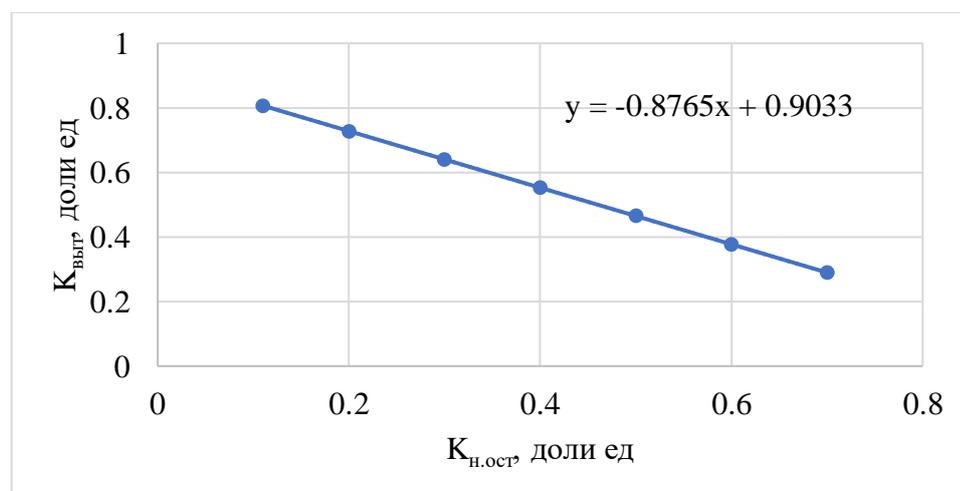


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента вытеснения от коэффициента остаточной нефтенасыщенности (графическое представление аналитической зависимости)

Так же, на основе опытов, изучается влияние проницаемости ( $0,02 < K_{пр} < 350$ ) мД на коэффициент вытеснения ( $0,27 < K_{выт} < 0,8$ ):

$$k_{выт} = 0,0444 \cdot \ln K_{пр} + 0,4936. \quad (17)$$

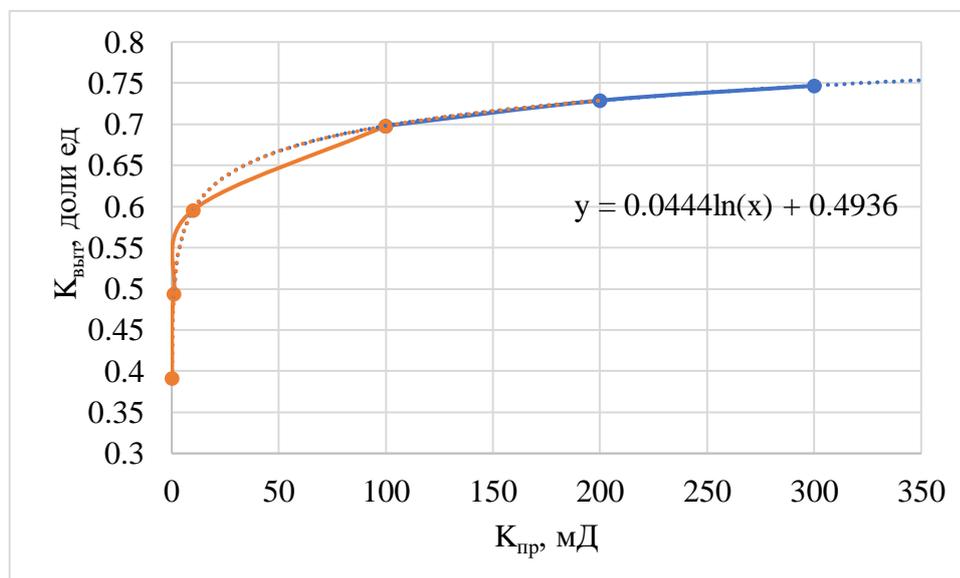


Рисунок 11 – Зависимость коэффициента вытеснения от коэффициента проницаемости (графическое представление аналитической зависимости)

Подобные зависимости можно представить и для  $X_1$  месторождения. Большая часть коллекторов представлена мелкозернистыми песчаниками с карбонатным и кварцевым цементом. В результате лабораторного изучения низкопроницаемых образцов керна, имеющих абсолютную проницаемость от 0,6 до 10 мД, отобранных в пределах  $X_1$  месторождения (южная часть) из 36 скважин были получены зависимости остаточная нефтенасыщенность  $K_{н.ост}$  от начальной нефтенасыщенности  $K_{нн}$  и от проницаемости  $K_{пр}$  [24].

Данные, полученные по первичным исследованиям 486 образцов керна, требовали арифметического осреднения значений параметров ФЕС и коэффициентов начальной нефтенасыщенности по 10 выделенным интервалам изменения абсолютной проницаемости образцов керна (результаты представлены в таблице 5).

Таблица 5 – Сопоставление усреднённых значений проницаемости образцов керна и параметров вытеснения нефти водой по  $X_1$  месторождению

Проницаемость $K_{пр}$ , мД	Средние значения параметров					Количество образцов керна	
	$K_{выт}$ , доли ед.	$K_{пр}$ , мД	$m$ , доли ед.	$K_{нн}$ , доли ед.	$K_{н.ост}$ , доли ед.	шт.	%
<1	0,217	0,85	0,161	0,37	0,287	46	9,5
1...2	0,283	1,5	0,171	0,406	0,289	180	37
2...3	0,324	2,49	0,178	0,443	0,298	94	19,3
3...4	0,349	3,5	0,18	0,473	0,307	53	10,9
4...5	0,37	4,56	0,182	0,493	0,31	38	7,8
5...6	0,399	5,64	0,18	0,518	0,314	25	5,1
6...7	0,392	6,57	0,185	0,517	0,313	18	3,7
7...8	0,405	7,48	0,186	0,525	0,312	10	2,1
8...9	0,421	8,35	0,188	0,544	0,314	10	2,1
9...10	0,428	9,52	0,196	0,56	0,319	12	2,5
Средние значения	0,359	5,04	0,181	0,485	0,306	486	100

Из таблицы 5 видно, что 180 образцов, или 37 %, приходится на интервал с очень низкой проницаемостью (1...2 мД); 94 образца, или 18 % – на интервал с проницаемостью 2...3 мД, всего – 274 образца, или 55 %.

В целом диапазоны изменения исходных параметров ФЕС и  $K_{нн}$  по совокупности исследованных 486 образцов керна были следующими: коэффициент пористости  $m$  – от 0,143 до 0,216; проницаемость  $K_{пр}$  – от 0,6 до 10 мД; коэффициент нефтенасыщенности  $K_{нн}$  – от 0,26 до 0,609.

После усреднения данных было получено, что средние (по интервалам проницаемости) значения параметров ФЕС и  $K_{нн}$  изменяются в следующих пределах: коэффициент пористости – от 0,161 до 0,196; проницаемость – от 0,85 до 9,52 мД; коэффициент нефтенасыщенности  $K_{нн}$  – от 0,37 до 0,56; остаточная нефтенасыщенность  $K_{н.ост}$  – от 0,287 до 0,319; вытеснение нефти водой  $K_{выт}$  – от 0,217 до 0,428.

На основе данных из таблицы 5 были построены графики зависимостей остаточной нефтенасыщенности  $K_{н.ост}$  от начальной  $K_{нн}$  и от проницаемости  $K_{пр}$  (рисунки 12, 13).

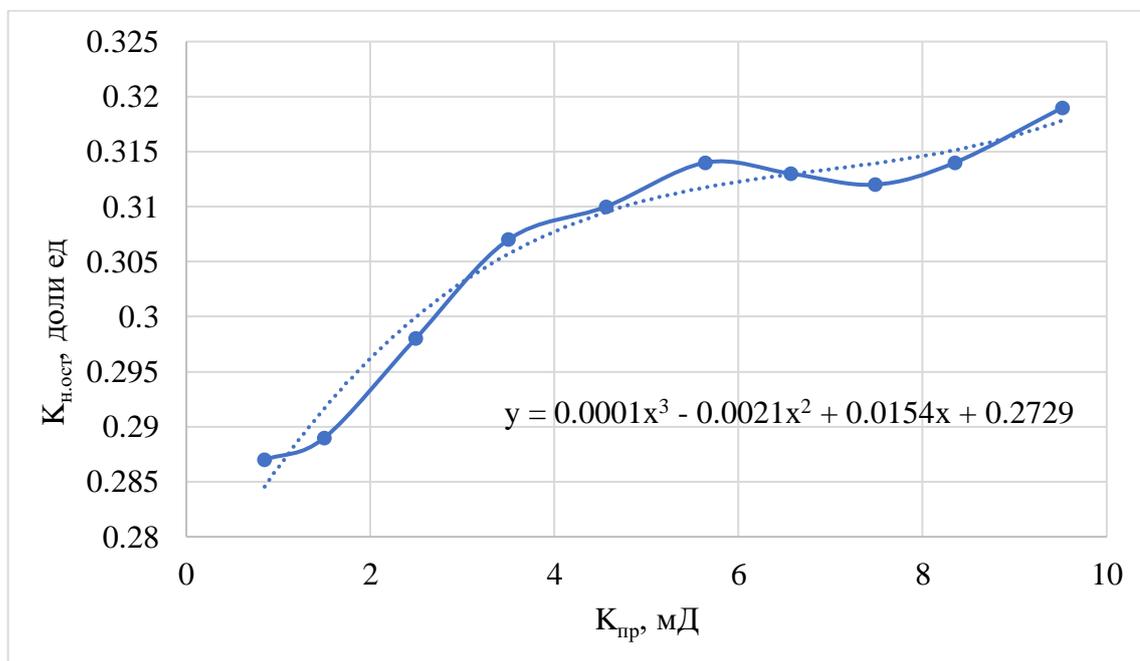


Рисунок 12 – Усредненная зависимость остаточной нефтенасыщенности  $K_{н.ост}$  от проницаемости  $K_{пр}$

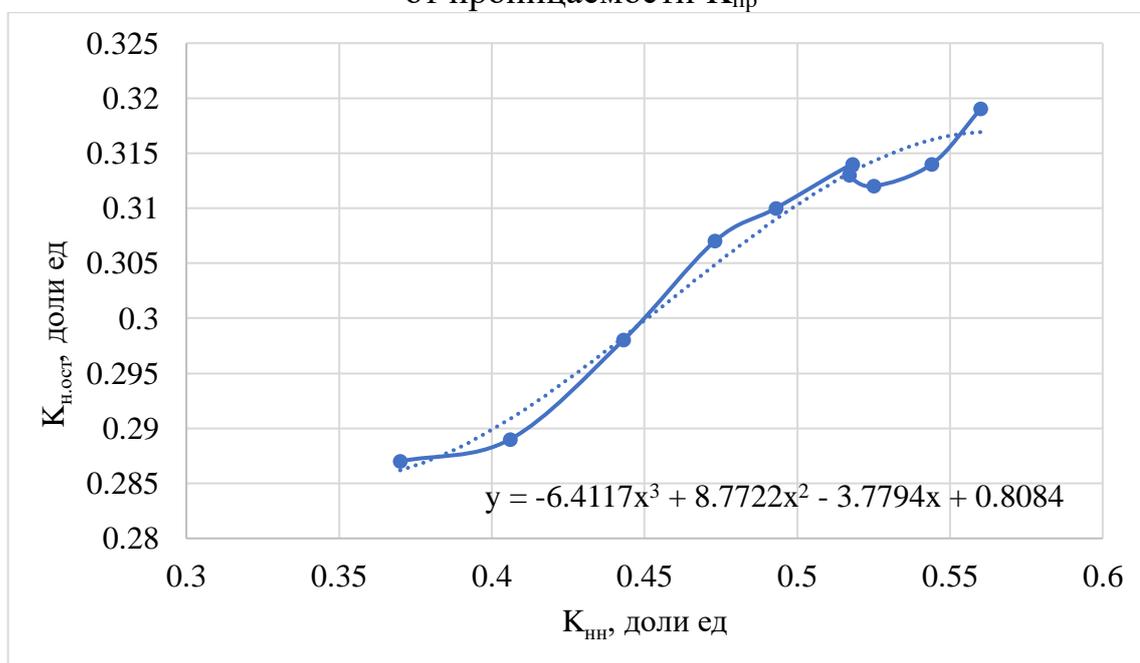


Рисунок 13 – Усредненная зависимость остаточной нефтенасыщенности  $K_{н.ост}$  от начальной  $K_{нн}$

Далее, на основе усреднённых по интервалам значений были получены «обобщённые» аналитические зависимости параметров остаточной нефтенасыщенности (таблица 6).

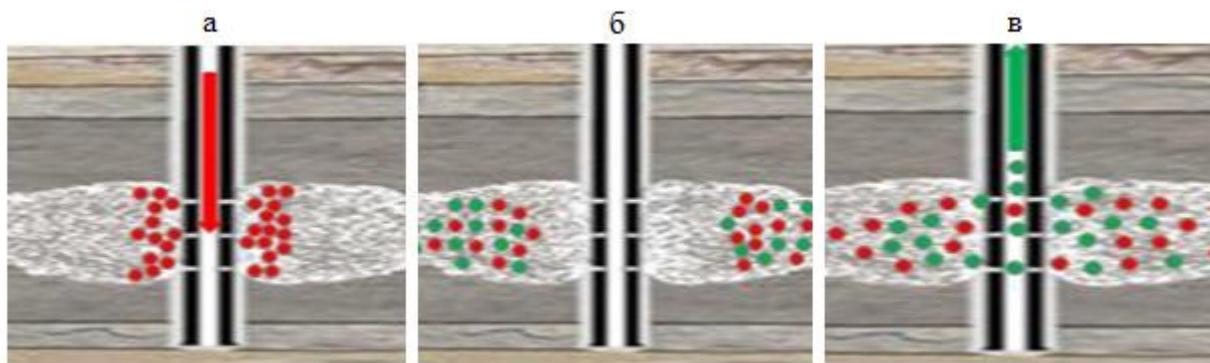
Таблица 6 – Зависимости для определения  $K_{н.ост}$  по пластам  $X_1$  месторождения в интервале  $K_{пр} = 0,6 \dots 10$  мД

Параметры	Аналитическая зависимость
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от проницаемости	$y = 0,0001 K_{пр}^3 - 0,0021 K_{пр}^2 + 0,0154 K_{пр} + 0,2729$
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности	$y = -6,4117 K_{нн}^3 + 8,7722 K_{нн}^2 - 3,7794 K_{нн} + 0,8084$

## 2.2 Трассерные исследования скважины для определения остаточной нефтенасыщенности

Современной технологией для оценки нефтенасыщенности ПЗП является индикаторное исследование скважин. Данная методика позволяет с высокой точностью определить остаточную нефтенасыщенность пласта благодаря интерпретации полученных данных и в отличие от крупных опытно-промышленных работ реализация данного исследования требует существенно меньше времени и ресурсов.

Методика проведения работ заключается в введении в пласт нефтерастворимых и водорастворимых индикаторов с последующей их выдержкой вблизи ствола добывающей скважины, таким образом, в призабойной зоне пласта создается стационарный источник меченой жидкости. Под участком, заполненным меченой жидкостью понимается часть горной породы, эффективный объем пустот, который заполнен индикатором. Далее между нефтерастворимым индикатором и пластовой жидкостью той же природы возникает диффузионный массоперенос, приводящий к постепенному выравниванию содержания индикатора в пределах объема нахождения меченой жидкости и образованию в процессе химической реакции продукта реакции (рисунок 14).



а – ввод разделяющего индикатора; б – образование этанола в процессе реакции гидролиза; в – вынос этилацетата и этанола при запуске скважины

Рисунок 14 – Процессы, проходящие в пласте после закачки нефтерастворимого (разделяющего) индикатора

Любые применяемые для трассерных исследований индикаторные вещества должны хорошо растворяться (растворимость при 20 °С более 1 г) в закачиваемой жидкости, иметь широкий диапазон рабочих концентраций (2 – 10 мг/см<sup>3</sup>), низкую склонность к адсорбции на породу (краевой угол смачивания > 90°), обеспечивать селективность определения при смешении с другими индикаторами, не оказывать отрицательное влияние (не образовывается агрессивная среда в ходе реакции гидролиза) на элементы внутрискважинного оборудования, системы и процессы перекачки, подготовки и переработки нефти, а также трассера должны быть экологически безопасными и иметь действующие сертификаты соответствия, паспорта качества, актуальные технические условия и другие необходимые разрешительные документы.

В качестве нефтерастворимого индикатора в основном используется этилацетат (сложный эфир), так как данный индикатор достаточно хорошо детектируется стандартным газовым хроматографом.

После определенного времени выдержки индикаторов в ПЗП, скважина запускается в работу с одновременным отбором проб на устье и дальнейшим их анализом на содержание индикаторов в химико-аналитической лаборатории. Разница во времени выхода нефтерастворимого индикатора позволяет определить нефтенасыщенность призабойной зоны в ходе

интерпретации полученных концентраций из химико-аналитической лаборатории.

Время технологического отстоя зависит от температуры пласта после осуществления закачки воды для перехода от текущей нефтенасыщенности к остаточной. Зависимость концентрации образовавшегося этанола от продолжительности технологического отстоя скважины для разной пластовой температуры выражается следующим образом (рисунок 15).



Рисунок 15 – Зависимость концентрации этанола от продолжительности технологического отстоя

Для того чтобы этанол (продукт химической реакции в пласте) уверенно определялся на лабораторном оборудовании, его концентрация должна составлять не менее 80-100 мг/л (далее в качестве целевого значения установим концентрацию этанола, равную 90 мг/л).

Аналитическая интерпретация результатов данных из химико-аналитической лаборатории заключается в исследовании характера поведения кривых концентраций индикатора, выделении накопленных объемов жидкости, соответствующих экстремумам на графике концентраций этилацетата и этанола от накопленной добытой жидкости с последующим расчетом остаточной нефтенасыщенности в районе призабойной зоне пласта.

Определение остаточной нефтенасыщенности по экстремумам кривых концентраций производится в соответствии с формулой (18):

$$K_{н.ост} = \frac{\left(\frac{Q_{этил} - \delta}{Q_{этанол} - \delta} - 1\right)}{\left(\frac{Q_{этил} - \delta}{Q_{этанол} - \delta} - 1 + K_d\right)} \quad (18)$$

где  $Q_{этил}$  – экстремум концентрации этилацетата м<sup>3</sup>,  $Q_{этанол}$  – экстремум концентрации этанола м<sup>3</sup>,  $\delta$  – объем ствола скважины м<sup>3</sup>,  $K_d$  – коэффициент разделения, дол. ед.

Коэффициент разделения нефтерастворимого индикатора (этилацетата) определяется на основе предварительных работ в химико-аналитической лаборатории. Данные, полученные в результате графического анализа, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета остаточной нефтенасыщенности месторождения X<sub>2</sub>

Наименование параметра	Значение параметра
Экстремум кривой концентрации этилацетата ( $Q_{этил}$ ), м <sup>3</sup>	177,31
Экстремум кривой концентрации этанола ( $Q_{этанол}$ ), м <sup>3</sup>	65,89
Объем ствола скважины ( $\delta$ ), м <sup>3</sup>	21,93
Коэффициент разделения ( $K_d$ )	5,08

Расчетное значение остаточной нефтенасыщенности в соответствии с формулой (19):

$$K_{н.ост} = \frac{\left(\frac{(177,31 - 21,93)}{(65,89 - 21,93)}\right) - 1}{\left(\frac{(177,31 - 21,93)}{(65,89 - 21,93)}\right) - 1 + 5,08} = 0,33. \quad (19)$$

Кроме того, трассерные исследования позволяют изучить строение пласта путем добавления меченого вещества в закачиваемую воду на нагнетательных скважинах и фиксации трассера в скважинной продукции добывающих скважин. Данный метод исследования определяет влияние раскрытости и сжимаемости трещин карбонатных залежей на способность пород коллекторов пропускать флюид. Со временем трещины могут частично заполняться или деформироваться при снижении пластового давления, что ведет к уменьшению ее ширины и раскрытости.

Раскрытость трещин в пласте между нагнетательными и добывающими скважинами можно определить по скорости движения индикатора с водой используется формулу Парка–Джонса [27]:

$$b_T = \frac{\sqrt{\mu_v \cdot v \cdot L}}{8,5 \cdot 10^7 \cdot \Delta P} \quad (20)$$

где  $\mu_v$  – вязкость воды, сПз,  $v$  – скорость движения индикатора, см/с,  $L$  – расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами, см,  $\Delta P$  – перепад давления между зоной нагнетания и зоной отбора, МПа.

На величину раскрытости трещин оказывает влияние коэффициент сжимаемости, который определяется по формуле [27]:

$$\beta_T = \frac{\sqrt[3]{v_2} - \sqrt[3]{v_1}}{\sqrt[3]{v_2} \cdot (P_1 - P_2)} \quad (21)$$

где  $\beta_T$  – коэффициент сжимаемости трещин;  $v_1$  и  $v_2$  – скорости движения индикатора при давлении нагнетания  $P_1$  и  $P_2$ .

Таблица 8 – Результаты расчетов раскрытости трещин и коэффициентов сжимаемости

Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	$b_T$ , мкм		Скорость движения индикатора, м/ч		Давление нагнетания, МПа		$\beta_T \cdot 10^{-2}$ , МПа <sup>-1</sup>
		$v_1$	$v_2$	$v_1$	$v_2$	$P_1$	$P_2$	
209	218	7,17	7,33	6,5	6,8	15	20	0,88
	340	10,09	10,33					
132	340	5,23	5,44	6,3	6,9	15	20	1,74
	218	4,8	4,98					
211	218	9,62	11,15	6,7	9	15	20	5,11
143	225	6,92	7,53	6	7,1	15	20	3,09
	232	5,81	6,32					
	242	5,78	6,3					
234	231	7,51	8,22	7	8,4	16	22	2,77
	232	10,48	11,49					

Темп изменения раскрытости и коэффициента сжимаемости трещин зависит от скорости движения индикатора от нагнетательной к добывающей скважинам. При этом стоит отметить, что величина коэффициента сжимаемости трещин тем больше, чем больше раскрытость трещин.

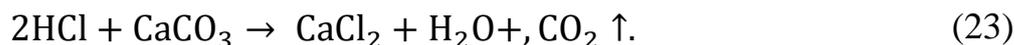
Средняя раскрытость трещин в призабойной зоне нагнетательных скважин выше средней раскрытости трещин в зоне между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Это связано прежде всего с тем, что в удаленной от нагнетательных скважин зоне пласта трещины смыкаются и их пропускная способность уменьшается. Смыкание трещин происходит из-за уменьшения пластового и забойного давлений пласта по простиранию.

### **2.3 Использование технологий вовлечения в разработку остаточных запасов с применением гелеобразующих составов**

Изучение такого распространенного метода увеличения нефтеотдачи, как заводнения позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти по сравнению с разработкой залежей на естественных режимах. Однако метод не всегда обеспечивает конечную степень извлечения нефти из пласта, особенно когда пласт неоднородный и содержит нефть повышенной вязкости. Эффективность процесса заводнения регулируется в основном изменением схемы размещения нагнетательных скважин, урегулированием давления нагнетания воды, а также применением активных агентов, добавляемых в воду. Применимыми агентами могут выступать, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты для повышения охвата пластов заводнением и увеличением нефтеотдачи в заводненных зонах пласта.

#### **2.3.1 Оценка критериев применения гелевых технологий на карбонатных коллекторах**

Для увеличения охвата пласта заводнением применяются неорганические и полимерных гелеобразующих систем, генерирующих гели непосредственно в пласте. Гелеобразующие композиции типа ГАЛКА представляют собой водный раствор карбамида и хлористого алюминия. При закачке в карбонатный пласт этих реагентов гель гидроксида алюминия образуется в результате реакции нейтрализации выделяемой соляной кислоты карбонатами породы [28]:



Осаждение геля  $\text{Al}(\text{OH})_3$  происходит при повышении pH раствора более 4.

Карбамид (мочевина) – удобрение, представляет собой кристаллическое вещество без запаха, хорошо растворяется в воде. При закачке этих маловязких водных растворов в прогретый пласт при температуре  $150^\circ\text{C}$  происходит разложение карбамида и уменьшение кислотности раствора [28]:



При температуре  $25^\circ\text{C}$  в 100 г воды растворяется 119,3 г карбамида. Концентрация хлорида алюминия и карбамида находились в пределах 2,0-8,3% и 3,75-30,0% соответственно для растворов ГАЛКА. Выделяющиеся в результате реакции углекислый газ и аммиак растворяются в воде и нефти. В результате перед фронтом закачиваемого теплоносителя в пласте перемещаются оторочки углекислого газа и гидроокиси аммония. При разложении 1 т карбамида выделяется  $746,6 \text{ м}^3$  аммиака и  $373,3 \text{ м}^3$  углекислого газа.

Выделяющиеся аммиак и углекислый газ одновременно выполняют роль трассирующих веществ, что позволяет контролировать характер распространения в пласте закачиваемых агентов [29].

При обработке пласта карбамидом в скважины поступает аммиак, который создаёт некоторые проблемы. Для устранения этого недостатка в пласт дополнительно следует закачивать соляную кислоту с концентрацией раствора 10%, нейтрализующую аммиак [31].

Сам по себе аммиак не относится к коррозионно-активным веществам, когда речь идет о чугуновых и стальных сплавах, однако способен вызывать интенсивную коррозию медных сплавов и точечную коррозию алюминиевых сплавов с содержанием железа более 0,15%. При появлении углекислого газа безводный аммиак оказывает сильное коррозионное воздействие и на

стальные элементы оборудования. Точечная коррозия активно развивается при нахождении аммиака как в жидкой, так и газовой фазе [30].

Растворы могут быть приготовлены с использованием воды любой минерализации. Закачка их в пласт производится с применением стандартного оборудования. В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему. За счет тепловой энергии пласта происходит увеличение рН раствора, в результате через определенное время во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель (рисунок 16) [14].

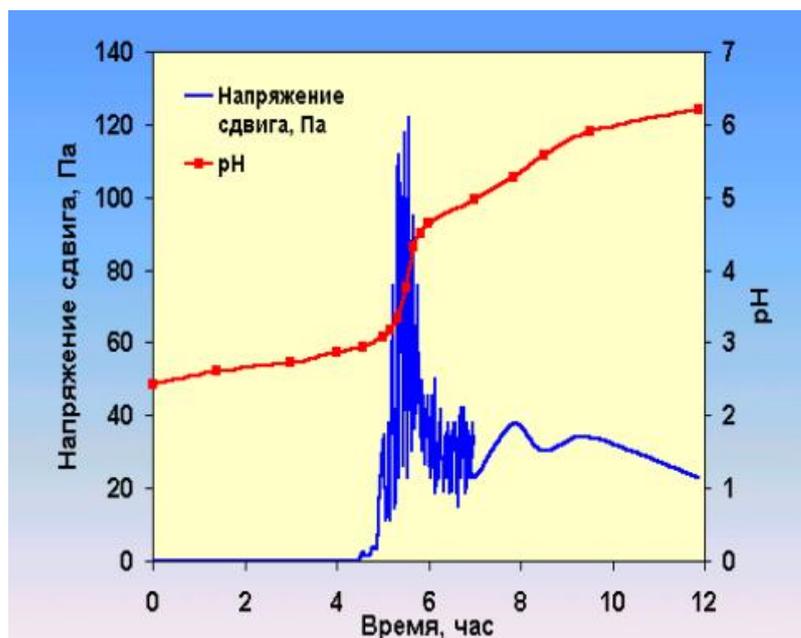


Рисунок 16 – Изменение рН и напряжения сдвига композиции ГАЛКА при 97 °С

В результате образования геля снижается проницаемость пласта для воды. Гелеобразующие композиции ГАЛКА способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизует с образованием аммиака и  $\text{CO}_2$ , что ведет к повышению рН раствора. При рН = 3,8 – 4,2 происходит мгновенное образование гидроксида алюминия во всем объеме раствора. В результате образования геля снижается проницаемость породы пласта по воде в 4-35 раз. Степень снижения проницаемости тем выше, чем больше исходная водонасыщенность и проницаемость породы пласта. Это проявляется в

скачкообразном возрастании рН и динамического напряжения сдвига гелеобразующего раствора.

Таблица 9 – Наиболее благоприятные условия для применения гелевых технологий [31]

Используемые реагенты	ГАЛКА, ГАЛКА-термогель
	Карбами+алюмохлорид
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый
Средняя обводненность добываемой продукции, %	40 - 95
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,04 - 0,30
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Не регламентируется
Пластовая температура, °С	70 - 100
Минерализация пластовой воды, г/л	Не регламентируется
Выработка, % от НИЗ	40 - 80
Приемистость нагнетательной скважины, м3/сут	>150
Водородный показатель закачиваемой воды, рН	3,8 – 4,2
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перфорации), м3	5 - 60
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	3 - 20
Дополнительная добыча нефти, т на 1 скважинную обработку	540 - 320

### 2.3.2 Анализ современных гелеобразующих составов

Технология использования гелеобразующих составов направлена на повышение текущего и конечного значений коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии, достигаемого закачкой через водонагнетательные, паронагнетательные скважины водных растворов химических реагентов. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды и пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов, что отражается на стабилизации либо снижении обводненности продукции окружающих добывающих или нагнетательных скважин с ПЦО, увеличении добычи нефти.

Время гелеобразования регулируется температурой и соотношением компонентов в составе композиции ГАЛКА и может изменяться от 20-30

минут до нескольких суток. Вязкость состава при температурах 100-250°C составляет 1500-3000 мПа·с. Кроме того, существуют различные композиции ГАЛКА-термогель [14]:

- ГАЛКА-термогель-С для температур в пласте 70-320 °С,
- ГАЛКА-термогель-У - 40-70°C,
- ГАЛКА-термогель-НТ - 20-40°C.

Основными отличительными особенностями композиций ГАЛКА-термогель являются: регулируемая температура гелеобразования, низкая вязкость водных растворов, низкие температуры застывания растворов, твёрдая товарная форма. Это позволяет применять композиции в широком интервале температур.

В 1989-1996 г. на месторождениях Западной Сибири успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии повышения нефтеотдачи с применением композиций ГАЛКА, с 1997 г. осуществляется ее промышленное использование. В ходе промышленного внедрения отмечено, что добывающие скважины реагируют стабилизацией или снижением обводненности на 10-50%, увеличением дебита нефти. В результате применения технологии происходит перераспределение фильтрационных потоков, увеличивается охват пласта заводнением, что влечет за собой увеличение конечной нефтеотдачи пласта на 5-8 %.

На месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» была произведена закачка композиции в 17 нагнетательных скважинах в объеме 41-157 м<sup>3</sup> на скважину, что привело к дополнительной добыче нефти в размере 163,8 тыс. т [14].

Таблица 10 – Результаты применения гелеобразующей композиции (ГАЛКА) на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Месторождение, пласт	Количество скважинных операций	Объем закачки, т	Доп. добыча нефти, тыс.т	Продолжительность эффекта, мес	Характеристика участка
Южно-Сургутское БС <sub>10</sub>	5	157	67,8	16	Тпл=73 °С Кпрн-ср. 440 мД, мощность 16 м
Правдинское, БС <sub>8</sub>	2	49,8	34,7	10	Тпл=85 °С Кпрн. от 2 до 3, сред 7 мД, мощность 4,3 м.
Северо-Салымское , БС <sub>6</sub>	2	41,6	12,8	9	Тпл=97 °С Кпрн. от 2 до 250, сред 140 мД, мощность 6,7 м.
Северо-Салымское БС <sub>7+8</sub>	4	72,5	13,7	10	Тпл=97 °С Кпрн. от 17 до 283, сред 75 мД, мощность 6,3 м.
Средне-Асомкинское, Ю <sub>1</sub>	4	125	34,8	9	Тпл=83 °С Кпрн. от 2 до 100, сред 42 мД, мощность 7,7 м.
Итого:	17	445,9	163,8		

В результате применения, раствор композиции ГАЛКА-термогель-С образует гель при 90 °С через 4 часа, при 80 °С – через 12 часов, при 70 °С и 60 °С – через 2 и 3 суток. Раствор композиции ГАЛКА-термогель-У при 60 °С образует гель уже через 3 часа, при 40 °С – через 18 часов.

### 2.3.3 Технология с применением закачки пара и гелеобразующих составов

На пермо-карбонной залежи, преимущественно сложенной карбонатными отложениями трещинно-кавернозно-порового типа на глубине 1100-1500 м, высоковязкой нефти Х<sub>3</sub> месторождения на поздней стадии разработки проводились промысловые испытания технологий увеличения нефтеотдачи с применением композиции ГАЛКА при паротепловом и

пароциклическом воздействии. Вводить в скважину реагент следует после предварительного прогрева призабойной зоны пласта до 150-200°C [33].

Пароциклическая обработка добывающих скважин осуществляется согласно рисунку 17 [29].

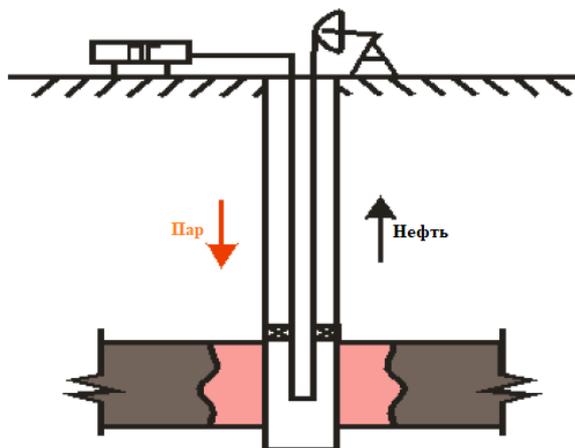
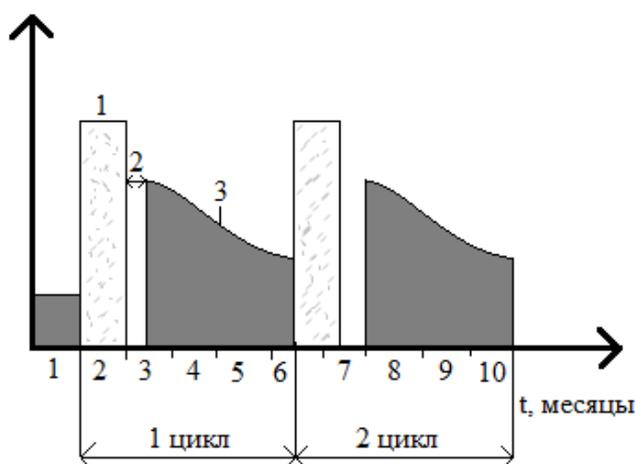


Рисунок 17 – Схема обработки скважины

Процесс включает в себя стадии: нагнетание пара, выдержка скважины и добыча нефти:



1-нагнетание пара, 2-пропитка пласта паром, 3-добыча

Рисунок 18 – Последовательность циклов паротепловой обработки добывающей скважины

Период закачки пара составляет 10-20 суток и преимущественно зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 м нефтенасыщенного пласта требуется закачать 100 т пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 т в сутки продолжительность цикла закачки пара составит 10 суток. После

закачки расчётного количества пара скважина закрывается на пропитку на 5-10 суток до полной конденсации пара в стволе скважины. После истечения данного периода осуществляется процесс добычи нефти. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.

Применение теплового метода увеличения нефтеотдачи, а именно закачки горячего пара осуществляется для прогрева пласта с целью непосредственного вытеснения остаточной нефти и применения последующей закачки гелеобразующих композиций. Пар способствует расширению пластовых флюидов и испарению легких фракций углеводородов из остаточной нефти. Данный метод способствует вовлечению в разработку: капельной и пленочной нефти при увеличении температуры пласта, нефтяных зон, в которых произошло изменение термобарических условий, а именно выпадение твердых парафинов.

Для повышения эффективности ПЦО обводнённых скважин в них для изоляции обводнённых интервалов и снижения обводнённости закачивается композиция ГАЛКА. Так, в 2007-2012 годах выполнено 108 скважинных операций, объем закачки композиции составлял от 80 до 160 м<sup>3</sup>. Итоги воздействия гель-технологии представлены на рисунке 19 [34].

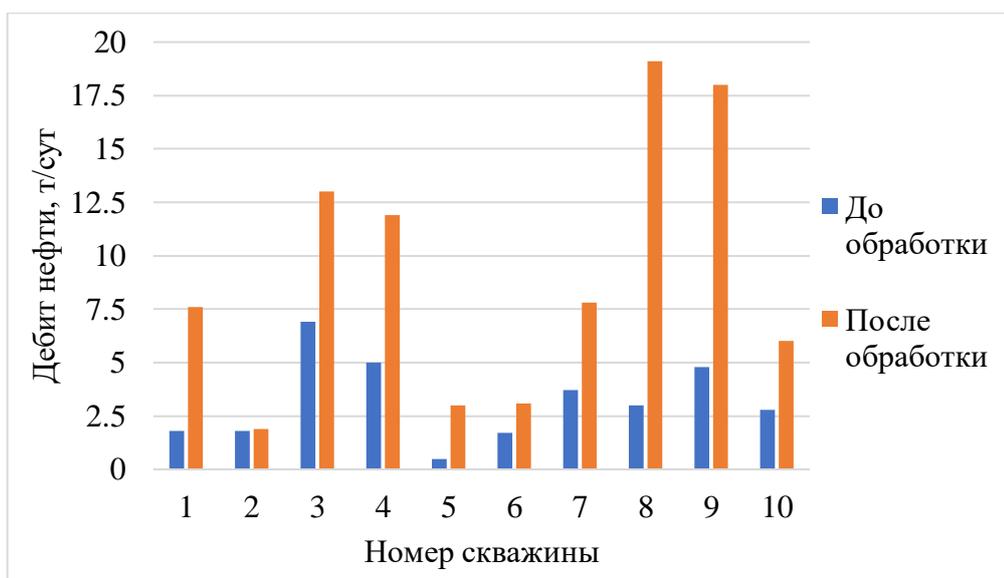


Рисунок 19– Увеличение дебита нефти после закачки композиции ГАЛКА-термогель-С в нагнетательные скважины с пароциклической обработкой

В результате закачки композиции наблюдается увеличение дебитов нефти по 10 скважинам в 1,05 – 6 раза, т.е на 20 – 30 % больше, чем при стандартной пароциклической обработки скважины. При этом происходит уменьшение обводненности, добываемой продукции на 3 – 45 %, ввиду того, что месторождение находится на поздней стадии разработки. Средняя дополнительная добыча составляет 981 тонну на 1 обработку скважины, средний прирост дебита нефти составляет 6,0 т/сут.

Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА, можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гель). Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны для перераспределения фильтрационных потоков в любом месте пласта. Для увеличения охвата пласта закачкой пара была предложена градиентная закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА-термогель-С – сначала закачивается менее концентрированная система, образующая в пласте золь, которую можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью доотмыва нефти и перераспределения потоков, а затем более концентрированная система, образующая в пласте гель – неподвижный экран.

При исследовании влияния температуры и концентрации на реологические свойства ГАЛКА-термогель-С выяснилось, что композиция с концентрацией 10 – 12,5 % (разбавленная в 8 – 10 раз) образует подвижные золи с вязкостью 500 – 900 мПа·с, а при концентрации 20% (разбавленная в 5 раз) образуется неподвижный гель.

Уникальная способность неорганических гелеобразующих составов ГАЛКА-термогель дает возможность производить закачку композиций в скважину путем дозирования непосредственно в водовод, без предварительного растворения; делает технологию применимой в зимних условиях из-за своей твердой товарной формы.

На участках  $X_3$  месторождения, где применяется площадная закачка пара, в нагнетательные скважины для увеличения нефтеотдачи пласта осуществляется периодическая закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА [29].

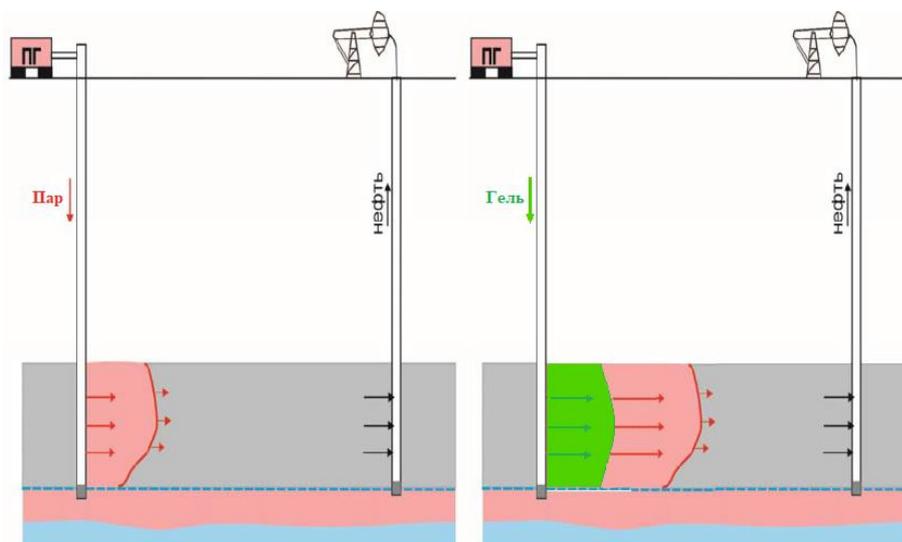
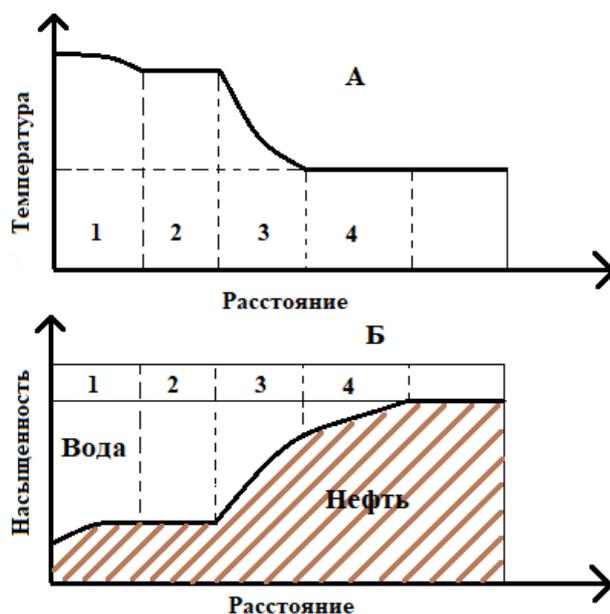


Рисунок 20 – Схема периодической закачки гелеобразующей композиции

Аммиак и углекислый газ выделяются в паровой зоне и совместно с паром продвигаются по пласту. По мере конденсации пара и снижения температуры происходит растворение аммиака и углекислого газа в конденсате пара и нефти.

Распределение температурных зон обуславливает распределение нефти и водонасыщенности (Рисунок 21). В зоне пара остаточная нефтенасыщенность снижается до минимальной величины – 0,1-0,15 [29].



А-распределение температурных зон, Б-распределение насыщенностей, 1-зона перегрева пара, 2-зона насыщенного паром, 3-зона горячей воды, 4-зона холодной воды

Рисунок 21 – Распределение температурных зон и насыщенностей в пласте при закачке пара

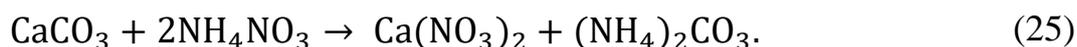
Процессы, повышающие нефтеотдачу пласта при закачке пара, снижают вязкость нефти, количество растворенного газа, вызывают термоупругое расширение пластовых флюидов, испарение легких компонентов нефти в зоне пара, которые переносятся вперед к нагретым участкам пласта. Установлено существование начальной температуры капиллярной пропитки, ниже которой пропитка не происходит. Так, карбонатная нефтесодержащая порода пермокарбонной залежи X<sub>3</sub> месторождения становится гидрофильной при температуре более 100-150°C.

#### 2.4 Использование дополнительных химических реагентов в составе гелеобразующих композиций при обработке карбонатных коллекторов

С целью повышения нефтеотдачи карбонатных пластов применяют комбинированное воздействие гелеобразующими и нефтewытесняющими

композициями. В роле нефтewытесняющей композиции используется состав НИИКА, содержащий 2 % ПАВ, 16 % аммиачной селитры, 32 % карбамида и 50 % дистиллированной воды. В качестве ПАВ применяются неионогенные, водорастворимые, хорошо растворимые в органических растворителях и в нефти. Механизм действия композиции основан на выделении CO<sub>2</sub> и создании щелочной системы при повышении температуры при ПТВ. Происходит уменьшение вязкости нефти, снижается межфазное натяжение на границе раздела: нефть – вода – порода, снижается набухаемость глинистых цементов, улучшается смачивающая способность и уменьшается остаточное содержание нефти [36].

Аммиачная селитра вступает в химическую реакцию с карбонатной породой и способствует ее разложению [35]:



На взаимодействие композиции НИИКА с карбонатным минералом оказывает влияние пластовое давление, при влиянии которого углекислый аммоний (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> разлагается с выделением газообразных аммиака и углекислого газа [35]:



Для увеличения коэффициента нефтewытеснения осуществляется градиентная закачка, включающая в себя закачку менее концентрированной композиции ГАЛКА, для возможности покачивания зольей на большие расстояния с целью перераспределения потоков и для осуществления поршневого вытеснения нефти. После чего концентрация реагента повышается, что способствует образованию гелевого экрана, и производится дозирование композиции НИИКА для доотмыва нефти из низкопроницаемых частей пласт. Применяется при пластовой температуре 20-350 °C [43].

На карбонатной залежи X<sub>3</sub> месторождения осуществлялась закачка композиции НИИКА в 3 нагнетательные скважины с ПТВ. Технология с применением стационарной закачки пара позволила получить увеличение дебитов скважин в среднем на 40%. Суммарный объем закачки композиции

концентрацией 50 % составил 264 м<sup>3</sup>, то есть 132 т сухого реагента, по 44 т на скважину. Нагнетание композиции производилось через сутки после остановки закачки пара. В процессе закачки приемистость не изменилась. Эффект сохранялся в течении 17 месяцев и в результате было получено дополнительно 14,7 тыс. т нефти на 1 обработку скважины или 44,3 тыс. т нефти суммарно [14].

Позднее в 9 нагнетательных скважинах, на которых осуществляется пароциклическая закачка, было закачено 900 м<sup>3</sup> композиций НИНКА, дополнительная добыча нефти составила 11300 тонн, средняя дополнительная добыча 1250 т на 1 обработку скважины, средний прирост дебита нефти 8,0 т/сут (рисунок 22) [37].

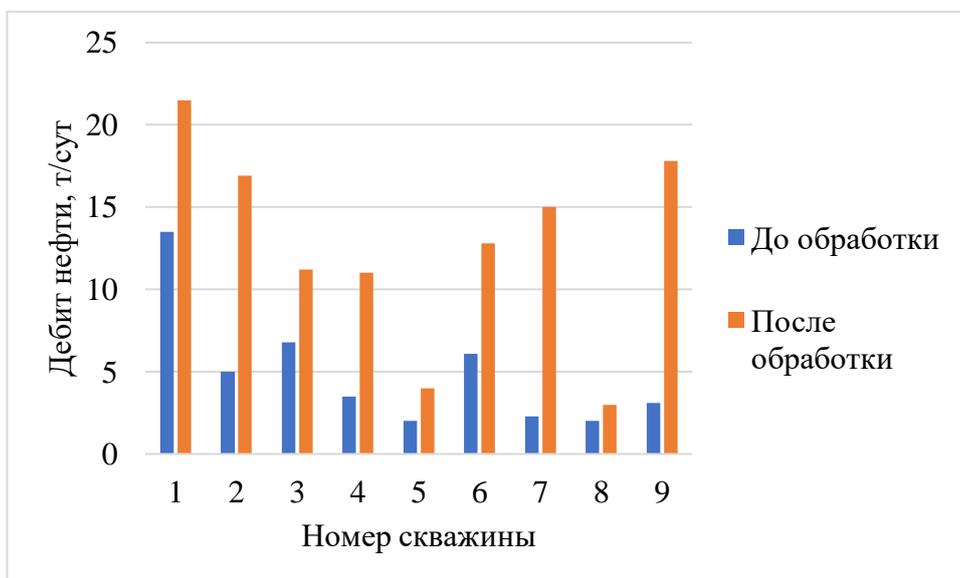


Рисунок 22– Увеличение дебита нефти после закачки композиции НИНКА в нагнетательные скважины

Комплексное воздействие, включающее в себя закачку 100-220 т на 1 обработку скважины композициями ГАЛКА-теромгель-С и НИНКА в паронагнетательные скважины карбонатной залежи позволило получить: увеличение дебитов по нефти на 4-12 т/сут, снижение обводненности на 5- 20 %. Дополнительная добыча нефти составила около 100 тыс. т. Всего было закачено 7,7 тыс. т композиций в 41 нагнетательную скважину при площадной закачке пара.

Применяются и другие нефтewытесняющие композиции: ИХН-ПРО, ИХН-100 на основе ПАВ для обработки добывающих скважин как совместно с гелеобразующей композицией ГАЛКА, так и без нее. Композиции на основе ПАВ обеспечивают прирост коэффициента вытеснения, снижают набухаемость глин, увеличивают приемистость в 2-3 раза.

Композиционная смесь ИХН-ПРО состоит из 2 % нефтенола ВВД, 10% бура, 10 % карбамида, 50 % дистиллированного глицерина, 28 % воды. ИХН-ПРО применяется при температурном интервале от 10 °С до 40 °С, имеет низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах от 1,1 до 1,3 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – от десятков до сотен мПа·с, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 - минус 60 °С).

Композиция ИХН-100 разработана для пластов с температурой 20-200 °С и состоит из 0,05-2 % оксипропилированного алкилфенола ОП-10, АФ<sub>9-12</sub> или превоцела, 1-4 % солей аммония, 0,4-2 % аммиака, 92-98,55 % воды. Имеет низкую температуру замерзания (минус 33 - минус 5,5 °С) [38].

Закачка композиций на основе ПАВ производится в нагнетательные, при пароциклическом воздействии, в добывающие скважины с последующей закачкой воды и выдержкой на 7-14 суток [39].

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти в отсутствие паротеплового воздействия, при 20-40 °С, предлагается использовать композицию ИХН-ПРО на участке карбонатной залежи. В результате закачки 25-45 т в каждую из 5 низкопродуктивных добывающих скважин наблюдалось увеличение суммарной добычи нефти на 4 тыс. тонн. Эффект продолжался в течение 6 месяцев [40].

Для определения эффективности совместного применения композиций ГАЛКА-термогель-НТ и ИХН-ПРО проводилась оценка их влияние на процесс вытеснения нефти из того же участка карбонатной залежи Х<sub>3</sub> месторождения при температуре 20-23 °С. Для неоднородной модели с проницаемостью 0,504 мкм<sup>2</sup> произошло увеличение нефтеотдачи при

воздействии гелеобразующей композиции на 40 % и при последующем воздействии ИХН-ПРО еще на 5%. Для модели с проницаемостью 2,793 мкм<sup>2</sup> воздействие композиции ГАЛКА увеличило значение нефтеотдачи пласта на 5-8 % и еще на 9-10% при закачке ИХН-ПРО [39].

## **2.5 Формирование критериев применения соляно-кислотной при обработке карбонатных коллекторов**

Карбонатные коллекторы характеризуются порово-каверновым, порово-трещинным типом коллекторов, неоднородностью фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений. В этих условиях возможны негативные проявления скин-эффекта и снижения по этой причине продуктивности скважин в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. В условиях коллекторов, имеющих карбонатный состав, эффективной технологией воздействия на ПЗП служат соляно-кислотные обработки (СКО). Кислотная обработка – это метод интенсификации добычи нефти, основанный на увеличении существующих и создании новых приточных каналов фильтрации за счет растворения горной породы кислотами [41].

Как известно, карбонатные коллекторы в основном представлены солями угольной кислоты кальцитом ( $\text{CaCO}_3$ ), доломитом ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Чаще всего для обработки карбонатных коллекторов используют соляную кислоту. Выделяющийся при этом  $\text{CO}_2$  оказывает положительное влияние на эффективность обработки, поскольку обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами.

Преимуществами соляной кислоты являются относительно невысокая стоимость и широкая доступность. К недостаткам относится высокая скорость реакции с породой при пластовых температурах, которая не позволяет кислоте проникнуть глубоко в пласт, высокая скорость коррозии стали, приводящая к преждевременному износу оборудования, образование осадков при контакте с пластовыми флюидами, а так же вторичное осадкообразование с нонами

трехвалентного железа и высокое межфазное натяжение кислотных составов на границе с углеводородной фазой.

Скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой сильно возрастает при повышении температуры реакции, поэтому обычную соляную кислоту не используют при температурах выше 80 °С. Максимальная растворимость хлористого водорода в воде при стандартных условиях (20 °С, 760 мм рт. ст.) составляет 41,9 процентов массы. Уравнение реакции соляной кислотой с известняком (23) и доломитом (24) имеет вид [42]:

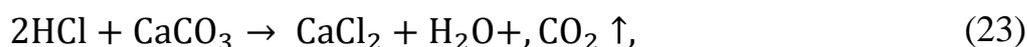


Таблица 11 – Растворяющая способность соляной кислоты

Порода	Тип кислотного раствора	Объём породы, растворяемой 1 м <sup>3</sup> раствора с содержанием кислоты (%), м <sup>3</sup>			
		5	10	15	30
Известняк	Соляная кислота	0,026	0,053	0,082	0,0175
Доломит		0,023	0,046	0,071	0,152

С увеличением концентрации кислотного раствора увеличивается и растворяющая способность соляной кислоты известняков и доломитов [42].

Таблица 12 –Скорость растворения карбонатов

Концентрация HCl, %	Скорость растворения карбонатов, г/м <sup>2</sup> сек
10	1,1
14	2,82
28	15,99

Технологически операция по интенсификации притоков нефти включает в себя: закачку кислотного раствора 24–27%-й HCl при давлении, не превышающем давление опрессовки эксплуатационной колонны, технической воды для продавки кислотного раствора в интервал перфорации.

Продолжительность пребывания кислотного раствора в пласте в зависимости от температуры:

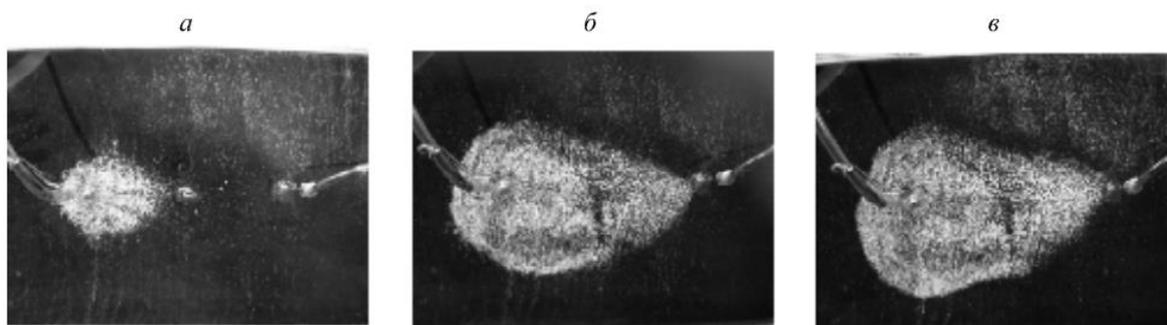
- при T = 20–30°С продолжительность составляет 1,5–2,0 часа;
- при T = 30–50°С продолжительность составляет 1,0 час;

- при  $T = 51-75^{\circ}\text{C}$  продолжительность составляет 0,5–1,0 час
- при  $T = 75-100^{\circ}\text{C}$  продолжительность составляет 0,5 часа
- при  $T > 100^{\circ}\text{C}$  продолжительность составляет  $< 0,5$  часа

## 2.6 Оценка эффективности применения гелеобразующих композиций и карбамида в карбонатных коллекторах

Лабораторные испытания оценки применимости гелеобразующих композиций ГАЛКА-термогель-НТ проводились на плоской модели пласта. В качестве пористого материала взята стеклянная крошка, заполнявшая пространство между двумя стеклами прямоугольной формы. Габариты модели 0,4·0,2 м. Размер зерен крошки находился в пределах 0,20–0,25 мм, толщина щели 2 мм. Поровый объем рабочей среды составляет 43% от объема модели.

На рисунке 23 прослеживаются основные этапы вытеснения нефти водой. Нагнетательная скважина (на модели) расположена слева от добывающей. Начальный этап вытеснения иллюстрирует процесс образования языков при неустойчивом фронте замещения порового пространства модели, насыщенного более вязкой жидкостью (нефтью) менее вязкой (водой) [44].

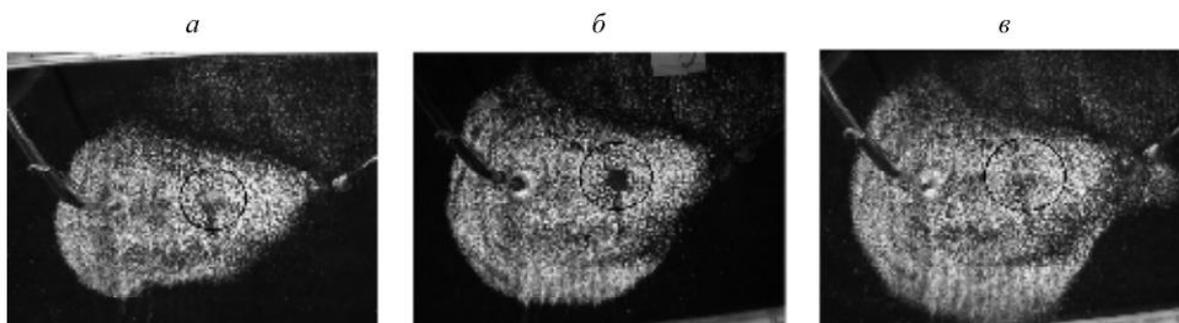


а-начальный, б-момент прорыва воды, в-заключительный  
Рисунок 23 – Этапы вытеснения нефти

Светлая часть фотографии соответствует количеству добытой нефти, а темные участки — целикама, составляющим неизвлекаемую нефть.

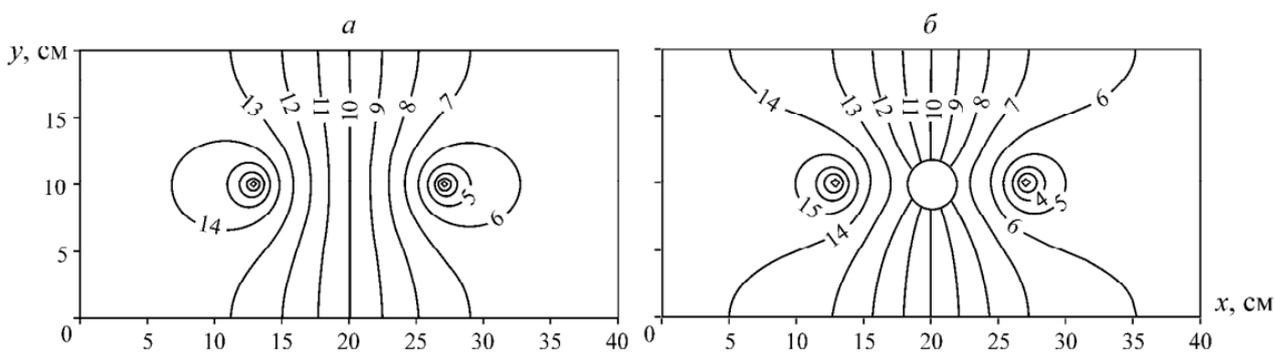
На рисунке 24 окружностью отмечена область, заполненная бинарной композицией ГАЛКА-термогель-НТ. Наблюдается расширение области вытеснения в результате экранирующего действия геля. Видно, что

наблюдаемое возобновление притока нефти к откачивающей скважине происходит за счет распространения фронта вытеснения практически на всю ширину модели пласта [44].



а-дозирование термогеля, б, в-вытеснение нефти  
Рисунок 24 – Этапы вытеснения нефти с применением гелеобразующего состава

Результаты моделирования процессов вытеснения нефти с включением геля в виде круга диаметром 0,04 м с центром, расположенным симметрично относительно скважин (Рисунок 25).



а-однородный пласт, б-пласт с включением геля  
Рисунок 25 – Карты распределения давлений

Существенные различия в сечениях изолиний объясняется наличием гелеобразующего состава. Сгущение изолиний в пласте с гелем указывает на увеличение скорости течения, что способствует расширению фронта вытеснения нефти.

Результаты исследований процесса гидродинамического вытеснения нефти на модели карбонатной породы  $X_3$  месторождения проницаемость  $5 \text{ мкм}^2$  показали влияние концентрации карбамида и температуры на процесс вытеснения нефти (Рисунок 26). Повышение нефтеотдачи при температурах

более низких, чем температура разложения химических реагентов, связано со снижением поверхностного натяжения, за счёт чего значительно улучшается процесс вытеснения высоковязкой нефти и повышается охват пласта вытеснением [29].



1- нагрев пласта с 25°С до 150°С, 2- нагрев пласта с 100°С до 200°С, А- 5% раствор карбамида, Б- 0,5% раствор карбамида, В- 10% раствор карбамида

Рисунок 26 – Кривые вытеснения нефти

После окончания опыта температура в модели повышалась до 150°С и определялась эффективностью вытеснения нефти образовавшимся при разложении карбамида газом. Таким образом, имитировалась обработка призабойных зон пласта теплоносителем и карбамидом.

Из рисунка видно, что при температуре 25°С увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% не даёт заметного эффекта. При температуре разложения карбамида (150°С) увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% приводит к росту нефтеотдачи с 40 до 61%. Анализ газа, добываемого из модели при 150°С, показал, что он в основном представлен диоксидом углерода. При концентрации карбамида 5% (кривая А) достигается почти такая же нефтеотдача, как при концентрации 10%, но при большей температуре (200°С), так как осуществляется вытеснение нефти генерируемым газом.

Полученные результаты дают основание рекомендовать применение карбамида при пароциклических обработках скважин и площадной закачке пара.

С целью повышения эффективности вытеснения нефти паром на участке был проведён эксперимент по закачке в пласт раствора карбамида. В нагнетательную скважину после закачки пара было закачено 5 т карбамида, растворённого в 8 м<sup>3</sup> воды. В результате термического разложения карбамида выделилось 1900 м<sup>3</sup> СО<sub>2</sub> и 3700 м<sup>3</sup> аммиака [29].

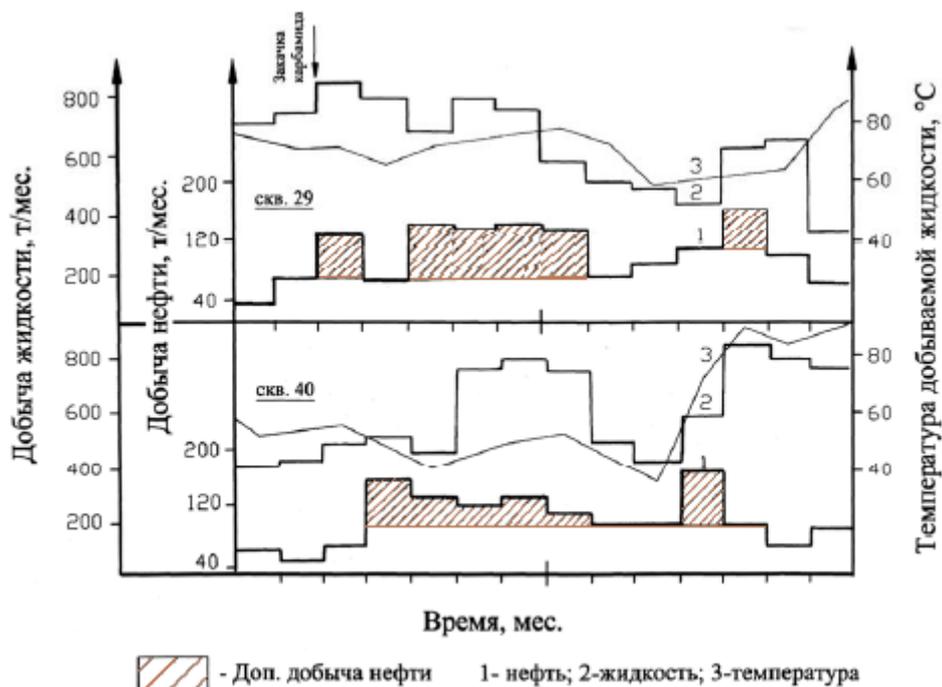


Рисунок 27 –Результаты закачки карбамида в скважину

Следует отметить, что наибольший эффект от закачки карбамида был получен по добывающим скважинам, которые не имеют ярко выраженной гидродинамической связи с нагнетательными скважинами. Это обусловлено разложением карбамида с образованием газа в зонах высокой проницаемости, по которым первоначально происходит фильтрация раствора карбамида.

### **3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Определение остаточной нефтенасыщенности осуществляется в соответствии с предложенными методами изучения процессов вытеснения нефти водой из образцов керна и закачке индикаторных веществ в ПЗП для прослеживания движения кривых концентраций индикатора соотнося их с накопленным объемом добытой жидкости.

В пределах  $X$  и  $X_1$  месторождений, при лабораторном моделировании процессов вытеснения нефти водой учитывает влияние свойств пласта. Карбонатные коллекторы относятся преимущественно к трещинно-поровому типу, на фильтрационную способность которых оказывает влияние раскрытость трещин, трещинная пористость. Эти факторы непосредственно влияют на величину проницаемости. Условия и последовательность определения остаточной нефтенасыщенности представлены на рисунке 28.

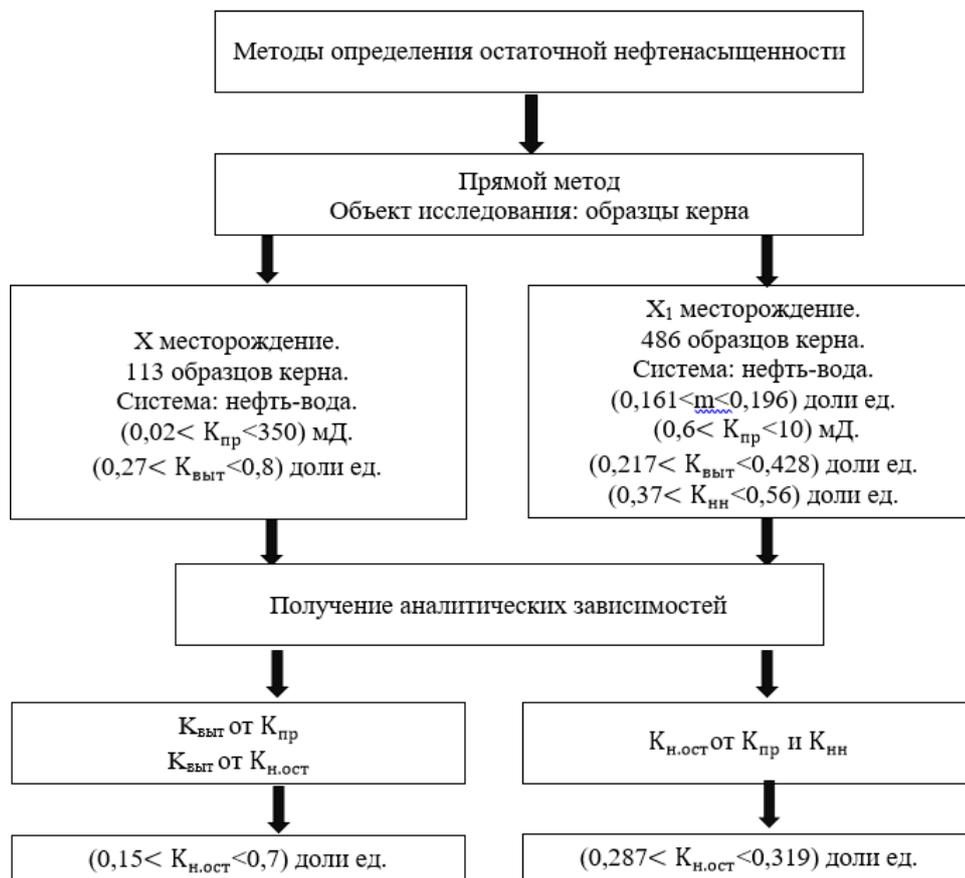


Рисунок 28 – Блок-схема проведения прямого метода определения остаточной нефтенасыщенности

Для залежи X месторождения изменение коэффициента проницаемости наблюдается от 0,02 мД до 350 мД. Данное изменение связывается логарифмической зависимостью с коэффициентом вытеснения нефти водой, величина которого сначала резко изменяется с 0,3 до 0,5 долей ед. при возрастании проницаемости с 0,02 до 1 мД, а далее более плавно. Наблюдается линейная зависимость увеличения коэффициента остаточной нефтенасыщенности с уменьшением коэффициента вытеснения, что дает вывод об обратной зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости.

Подобный вывод не подтверждается в результате лабораторного изучения керна X<sub>1</sub> месторождения с проницаемостью менее 10 мД. Прослеживается плавное изменение проницаемости с 0,85 мД (K<sub>н.ост</sub> = 0,287 доли ед.) до 9,52 мД (K<sub>н.ост</sub> = 0,319 доли ед.).

Различия в выводах кроются непосредственно в причинах образования остаточной нефти в пластах-коллекторах. Для X месторождения проводилось влияние смачиваемости пород. По результатам исследований отмечаются гидрофильные свойства пород, способствующие образованию остаточной нефти в виде глобул и маленьких капель. Песчаник X<sub>1</sub> месторождения является гидрофобным, что в свою очередь не позволяет оттеснять нефть со стенок горных пород и остаточная нефть остается в виде пленок. Поэтому при увеличении проницаемость может увеличиваться содержание «пленочной» нефти.

Кроме того, для полного обоснования содержания остаточной нефтенасыщенности следует учитывать: геологическое строение, обусловленное макронеоднородностью пластов, физики-химические свойства нефти и воды.

Технология, подразумевающая применение неорганических гелеобразующих композиций ГАЛКА, ГАЛКА-термогель крайне эффективна для вовлечения в разработку дополнительных площадей пласта, содержащих остаточную нефть, в процессе закачки воды или пара в скважину при учете температурных ограничений в 20 – 320 °С.

Применение классической системы заводнения холодной водой для неоднородных, трещиноватых, карбонатных пластов на примере X<sub>3</sub> месторождения считается неприемлемым ввиду гидрофобности коллекторов, так как происходит полная блокировка низкопроницаемых зон водой и разбухание глинистого материала. Проведение теплового воздействия на пласт, а именно закачка пара, позволяет избежать возникновения данных проблем. При увеличении температуры пласта до 100-150 °С порода становится гидрофильной и коэффициент вытеснения нефти водой возрастает.

Для неоднородных и трещиноватых пластов рекомендуется использовать циклический режим закачки теплоносителя. Подобная методика характеризуется сменой циклов закачки и остановки, позволяя тем самым активизировать капиллярные и термоупругие силы, а также использовать

энергию растворенного газа для вовлечения низкопроницаемых пропластков, которые не может охватить гидродинамическое вытеснение. Результатом является увеличение охвата и нефтеотдачи месторождения.

Использование механизма для увеличения нефтеотдачи, применяемого как после паротеплового воздействия на пласт через нагнетательные скважины, так и вовсе без него, способствует увеличению фильтрационной способности низкопроницаемых участков за счет растворения карбонатный минералов и выделения диоксида углерода. Растворение диоксид углерода в нефти и воде увеличивает вытесняющую способность, то есть увеличивает значение коэффициента вытеснения. При увеличении концентрации  $\text{CO}_2$  в нефти уменьшается вязкость и увеличивается объем пластового флюида. С водой наблюдается обратный эффект, повышается вязкость, но и улучшается смачиваемость ею пород, за счет снижения межфазового натяжения на границе с нефтью. Проведение теплового воздействия на пласт повышает эффективность применения агентов, содержащих карбамид. Так, при достижении температуры пласта  $150^\circ\text{C}$  происходит разложение карбамида, увеличение концентрации реагента с 0,5 до 10% приводит к росту нефтеотдачи с 40 до 61%. Увеличение температуры пласта с  $25^\circ\text{C}$  до  $150^\circ\text{C}$  при концентрации карбамида 0,5 % приводит к увеличению нефтеотдачи с 20% до 40%, а при концентрации 10% - с 17% до 61%. Наличие аммиака и углекислого газа в отобранных пробах пластового флюида с добывающих скважин выполняет роль трассерного вещества, так как позволяет оценивать гидродинамическую связь между скважинами.

Применение композиции ГАЛКА представлено на рисунке 29.



Рисунок 29 – Особенности применения гелеобразующих композиций

Эффективность применения гелеобразующих композиций ГАЛКА может быть увеличена при проведении градиентной закачки агентов в пласт. После поступления в пласт менее концентрированной системы (золей) осуществляется поршневое вытеснение нефти. Золи создают условия для образования гелиевого неподвижного экрана и последующей закачки нефтewытесняющих композиций НИНКА на основе ПАВ для последующего доотмыва нефти [39].

В случае нагнетательных скважин, сначала следует закачивать 20-30 % пара (от всего объема) для прогрева пласта до 150-200 °С, после этого прокачивается весь объем гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций и нагнетание пара возобновляется. При этом стоит учитывать, что негативным эффектом пароциклического воздействия является уменьшение скорости растворения доломита и кальцита. Промежуточная закачка обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков в нефтесодержащие зоны с низкой проницаемостью [34].

Схематическое изображение технологических решений представлено на рисунке 30.

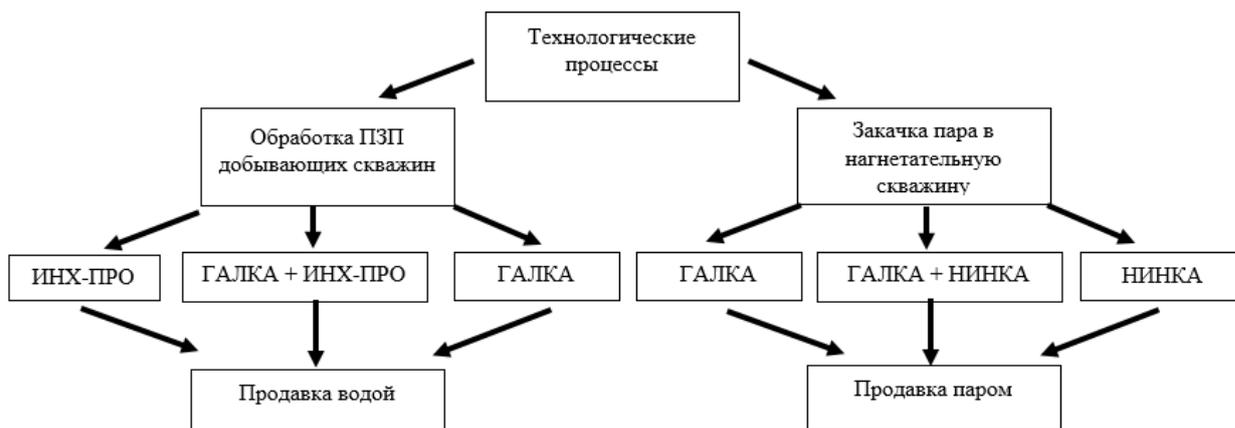


Рисунок 30 – Технологические процессы комбинированных кислотных обработок

Условиями оценки эффективности послужил карбонатных коллектор Х<sub>3</sub> нефтяного месторождения. Нефть данного месторождения характеризуется значениями плотности 0,89-0,95 г/см<sup>3</sup> и динамической вязкости 700 мПа·с в

пластовых условиях. Отложения имеют крайне неоднородное геологическое строение, пласты-коллекторы сложного типа: каверно-поровые, трещинно-поровые, трещинно-каверно-поровые [43].

Эффективность технологических решений представлены в таблице 13 [34, 39, 40].

Таблица 13 – Сравнительные характеристики технологических решений

Параметры	ИХН-ПРО	ГАЛКА-термогель-НТ	НИНКА	НИНКА+ГАЛКА-термогель-С	ГАЛКА-термогель-С
	Карбонатный коллектор				
	Добывающие (малодебитные) скважины без теплового воздействия		Нагнетательные скважины (пар)		
Средний дебит скважин до бороздки, т/сут	10	1,7			
Количество скважин	5	3	3	41	4
Средний объем закачки на 1 скважину, м <sup>3</sup>	35	26	88	100	35
Общая доп. добыча нефти, тыс.т	4	0,7	44,3	100	33
Продолжительность эффекта, мес	6	4	17		
Дополнительный эффект	Увеличение дебитов по нефти на 5-10 т/сут	Увеличение дебита нефти в 3,8 раза	Увеличение дебитов по нефти в среднем на 40 %	Снижение обводненности на 5-20 %, увеличение дебитов по нефти на 4-12 т/сут	Снижение обводненности на 3-45 %, среднее увеличение дебитов по нефти на 23 %
Дополнительная добыча нефти на 1 тонную товарной композиции, т	23	30	335,6	430	275

Сравнивая технологическую эффективность применения гелеобразующей ГАЛКА-термогель-С и нефтewытесняющей НИНКА

композиций, можно сделать вывод, что для обработки пласта при циклической закачке пара эффективнее является НИНКА в 1,22 раза. Одна комбинированное воздействие композициями получило максимальный эффект за счет более полного доотмыва нефти. Технология считается применима.

Так же, стоит учитывать осложнения, которые могут возникать в процессе применения гелеобразующих составов и способы их устранения (таблица 14).

Таблица 14– Негативное влияние гелеобразующих композиций

Осложнения	Методы борьбы
При попадании аммиака и углекислого газа в охлажденные зоны скважинного оборудования образуется карбонат аммония (белый осадок)	Проведение периодической паротепловой обработки скважины через НКТ или затрубное пространство
Коррозия скважинного оборудования в результате влияния аммиака и углекислого газа	Проведение соляно-кислотной обработки скважины раствором концентрации 10 %

Отличительной чертой применения агентов ГАЛКА является вовлечение больших площадей пласта в разработку. Даже не имея значительной гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин, технология применима при растворении карбонатных пород и прорывах газа, выделяющегося в результате реакции композиции с горной породой.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Волченко Андрей Николаевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ООП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на покупку и закачку гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций в карбонатные коллектора
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода раствора и времени согласно применяемому составу (ТУ 2458- 001-14702906-08 изм. 1), норма амортизации оборудования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды, страхование от несчастных случаев

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности проведения работ по ограничению водопритока и увеличению нефтеотдачи пластов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет стоимости покупки реагентов
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Смета работ по закачке гелеобразующей композиции

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

Таблицы:

- Общие затраты на проведение работ
- Стоимость химических реагентов
- Затраты на приготовление 1 м<sup>3</sup> растворов
- Расчет заработной платы
- Расчет страховых взносов
- Расчет амортизационных отчислений
- Исходные данные для расчета экономической эффективности
- Экономическое обоснование технологии

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

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Волченко Андрей Николаевич		

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ**

В данном разделе выпускной квалификационной работы осуществляется экономическая оценка эффективности применения гелеобразующего состава ГАЛКА-термогель-С на карбонатной залежи Х<sub>3</sub> месторождения. Определение эффективности композиции производится на основании результатов, полученных при проведении технологических операций и промысловых исследований.

Применение композиций, осуществляется путем закачки агентов в нагнетательные скважины, повышая тем самым эффективность паротеплового воздействия на пласт. Мероприятия позволяют увеличить нефтеотдачу пласта, за счет вовлечения остаточной нефти и дополнительных площадей в разработку.

### **4.1 Общая стоимость выполнения работ**

При составлении общей стоимости на выполнение работ по закачке гелеобразующего составов учитываются затраты на оборудование, химические реагенты, необходимые для приготовления растворов, транспортные расходы, заработная плата рабочего персонала, амортизационные отчисления и страховые взносы.

Таблица 15 – Общие затраты на проведение работ

Стоимость материалов, тыс. руб.	2613,1
Транспортные расходы, руб.	35800
Заработная плата бригады, руб.	62244,3
Страховые взносы, руб.	18922,3
Амортизационные отчисления, руб.	21233,67
Итого, тыс. руб.:	2751,3

### **4.2 Расчет сметной стоимости гелеобразующей композиции**

Расчет затрат на приготовление композиций ГАЛКА-термогель-С

предусматривает закачку в нагнетательную скважину раствора с концентрацией карбамида и полиоксихлорида алюминия 20%. Сметная стоимость реагентов, входящих в состав композиции представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Стоимость химических реагентов

Реагенты	Затраты (с учетом НДС) , руб/кг
Карбамид	28
Полиоксихлорид алюминия	693

Таблица 17 – Затраты на приготовление 1 м<sup>3</sup> растворов

Композиция	Реагенты	Объем, %	Плотность вещества, г/см <sup>3</sup>	Объем, кг	Затраты, руб (с учетом НДС)
ГАЛКА-термогель-С	Карбамид	16	1,32	211,2	5913,6
	Полиоксихлорид алюминия	4	2,48	99,2	68745,6
	Вода	80	1	800	0

Для приготовления 1 м<sup>3</sup> гелеобразующего состава требуется 211,2 кг карбамида, 99,2 кг полиоксихлорида алюминия и 800 кг воды. Стоимость композиции ГАЛКА-термогель-С составит 74659,2 рублей. Тогда затраты материалов на проведение обработки нагнетательной скважины, включающей в себя закачку 35 м<sup>3</sup> составят 2613,072 тыс. рублей.

#### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

В период проведения работ по закачке гелеобразующей и нефтевытесняющей композиции на кустовой площадке присутствует бригада, состоящая из 4 человек. В нее входит мастер по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП), машинист ЦА-320, операторы химической обработки скважин (ХОС). Длительность проведения работ ограничивается 11 часовой рабочей сменой. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 12 %, районный коэффициент 1,7 к заработной плате и премии на территории Томской области севернее 60° северной широты, ежемесячная премия в

размере 30 %.

Таблица 18 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведения мероприятия, ч	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист ЦА-320	1	58,8	78	11352,3
Оператор (ХОС)	2	76,8	78	29654,87
Мастер (ПНП)	1	110	78	21237,2
Итого				62244,3

Предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых осуществляется при учете ОКВЭД 09.10.Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Страхование от несчастных случаев

Таблица 19 - Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего взносов, руб.
Затраты	62244,3	1805,1	3174,5	13694	248,9	18922,3

Осуществление работ производится с помощью цементирующего агрегата ЦА-320 и автоцистерны АЦН-20 при том, что средний возраст агрегатов не должен превышать 10 лет. Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Количество агрегатов	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб/закачку
ЦА-320	7800000	1	16	78	11266,67
АЦН-20	6900000	1	16	78	9966,67
ИТОГО					21233

#### 4.4 Обоснование экономической эффективности

Определив стоимость затрат на проведение одной операции по закачке гелеобразующего и нефтewытесняющего составов, можно рассчитать эффективность проведения мероприятий для 4 нагнетательных скважин с суммарной дополнительной добычей 33 тыс.т. Эффект продолжается 17 месяцев.

Таблица 21 – Исходные данные для расчета экономической эффективности

Показатели	Значения
Цена 1 барреля нефти, руб.	6051
Цена 1 тонны нефти, руб.	44051,28
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.	24600
Капитальные затраты, тыс. руб.	25744,8
Общие затраты на проведение одной операции, тыс. руб.	2751,3

Таблица 22 – Экономическое обоснование технологии

Показатели	1 квартал	2 квартал	3 квартал
Число дней в квартале	91	91	91
Прирост добычи нефти, тонн	4943,12	6426,06	8353,87
Выручки от реализации, тыс. руб.	217750,76	283075,99	367998,79
Текущие затраты, тыс. руб.	70629,17	77459,68	100697,58
Прирост прибыли, тыс. руб.	147121,59	205616,31	267301,21
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	19861,42	27758,20	36085,66
Денежный поток, тыс. руб.	127260,18	177858,11	231215,54
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	127260,18	305118,29	536333,83
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	127260,18	154659,23	174832,17
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	127260,18	281919,41	456751,58
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,87	0,76
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV), тыс. руб.	88603,38	243262,61	418094,78
Срок окупаемости (PP), квартал	1,00		
Индекс доходности (PI), руб/руб	11,82		
Внутренняя норма доходности (IRR)	4,5		

**Вывод:** В результате определения экономической эффективности технологической операции по закачке гелеобразующего состава ГАЛКА-термогель-С в пласт через нагнетательную скважину определили общие затраты на проведение одной операции в размере 2751,3 тыс. рублей. Основываясь на полученных показателях, проект можно считать эффективным при учете срока окупаемости, не превышающим срок реализации, достаточно высокого индекса доходности 11,82.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б95		Волченко Андрей Николаевич	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: Комплексный подход к определению и вовлечению в разработку остаточных запасов нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах месторождений Западной Сибири</p> <p>Область применения: Геолого-промысловый анализ структуры запасов и состояния разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах. Обоснование технологии доизвлечения остаточных запасов нефти</p> <p>Рабочая зона: промысловые условия</p> <p>Климатическая зона: резко-континентальный и континентальный климат</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: оборудование для проведения закачки рабочего агента в пласт, подготовки закачиваемого агента</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: регулирование процессов воздействия на пласт, контроль за параметрами процесса закачивания агента в скважину</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).</p> <p>ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.</p> <p>ТК РФ Статья 298. Ограничения на работе вахтовым методом.</p> <p>ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.</p> <p>ТК РФ Глава 36. Управление охраной труда</p> <p>ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.</p> <p>ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.</p> <p>СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</b></p>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <p>1. Струи жидкости, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним;</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. Поверхности твердых объектов, о которые ударяются движущиеся части тела работающего;</li> <li>3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>4. Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды;</li> <li>5. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> </ol> <p><b>Вредные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей;</li> <li>2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>3. Повышенный уровень шума;</li> <li>4. Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция);</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</b></p> <p>Вентиляция рабочих помещений, использование специальной одежды, противогазы, каска, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, наушники и вкладыши, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое загрязнение</p> <p>Воздействие на литосферу: образование трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации скважин</p> <p>Воздействие на гидросферу: ухудшение качества подземных вод при проведении работ по увеличению нефтеотдачи, риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты не участвующих в процессе заводнения</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха при сжигании попутного газа, при разливах нефти или химических реагентов</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <p>Природные: (землетрясения, оползни, наводнение, бури)</p> <p>Техногенные: (открытое фонтанирование скважин, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, возгорания, разливы нефтепродуктов)</p>

	<p>Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> разливы нефтепродуктов, разрушение трубопроводных систем</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Волченко Андрей Николаевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Геолого-промысловый анализ структуры запасов и состояния разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах. Обоснование технологии доизвлечения остаточных запасов нефти. На современном этапе развития нефтегазовой отрасли в России происходит ухудшение сырьевой базы, активная выработка уже разрабатываемых месторождений, что требует вовлечение в разработку трудно извлекаемых запасов с применением сложных технологических операций. Большая часть нефти относится к так называемой «тяжелой» нефти, с высокой вязкостью и с высоким содержанием различных примесей. Ввиду этого целесообразно использование современных методов увеличения нефтеотдачи, которые учитывают условия месторождения, позволяя вовлечь в разработку ранее не затронутые запасы. Существует множество методов повышения нефтеотдачи пластов, которые основаны на различных процессах, происходящих в пласте.

Все работы на производственных объектах сопровождается воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия, выполняющего трудовые обязанности. Чтобы избежать чрезвычайных ситуаций, важно соблюдать правила безопасности труда.

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

Преобладающая часть месторождений Западной Сибири значительно удалены от населенных пунктов, ввиду этого, у работников преобладает вахтовый метод работы. Данные особенности труда регулируется Трудовым Кодексом РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) – Глава 47, в частности статья 297 «Общие положения о работе вахтовым методом». Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания

работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Согласно статье 298 Трудового Кодекса РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.12.2022) «Общие положения о работе вахтовым методом» 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.

Предоставление средств индивидуальной защиты регулируется Трудовым Кодексом РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) – Глава 36, статья 221 «Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты». Средства индивидуальной защиты включают в себя специальную одежду, специальную обувь, дерматологические средства защиты, средства защиты органов дыхания, рук, головы, лица, органа слуха, глаз, средства защиты от падения с высоты и другие средства индивидуальной защиты, требования к которым определяются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Регулирование периода работы вахтовым методом осуществляется Трудовым Кодексом РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) – Глава 47, статья 299 «Продолжительность вахты». Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена

работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Эксплуатацию добывающих скважин описывает ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки». Технологические режимы работы скважин определяет пользователь недр, исходя из проектного уровня добычи углеводородов на месторождении. Технологические режимы работ скважин составляет один раз в месяц или в квартал, в зависимости от стадии разработки объекта, и утверждает организация — пользователь недр. Одновременно составляют и утверждают план геолого-технических мероприятий, позволяющих обеспечивать выполнение технологических режимов.

## **5.2 Производственная безопасность**

Во время проведения технологических операций со скважинным, устьевым и наземным оборудованием возникают опасные и трудоемкие моменты, которые могут причинить вред не только окружающей среде, но и человеку. Опасные и вредные факторы могут проявляться во время монтажа, демонтажа, ремонта, обслуживания и эксплуатации, закачки в нагнетательные скважины различных химических агентов.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при закачке химических агентов в нагнетательные скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с электрическим током.	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
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.
Повышенный уровень шума;	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Токсические вещества в рабочей зоне	Постановление №2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

### 5.2.1 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

#### Производственные факторы, связанные с электрическим током

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не

должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику.

Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

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).

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;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;

- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;

- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

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, уравнивания 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.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках, предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее - подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором) организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца

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.

### **Воздействие газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух**

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

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 большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями приведёнными в таблице 24.

Таблица 24 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	1	п	III
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на C)	300	п	IV

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). Для контроля загазованности по ПДК 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.

### **Повышенный уровень шума**

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

Эквивалентный уровень звука по маршруту обхода в районе БКНС не должен превышать нормативный (80 дБ). Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 25.

Таблица 25 – Допустимые уровни звука на рабочих местах.

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

Машинисту насосной станции, согласно инструкции по охране труда, необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты – противοшумными наушниками, которые снижают уровень шума до 30 дБ.

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 всасывании 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.

#### **Отсутствие или недостаток необходимого 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 26 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены помещения блочной кустовой насосной станции (БКНС), на которой возможно дозирование реагента для дальнейшей закачки в пласт.

Таблица 26 – 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
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.

#### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

## Токсические вещества в рабочей зоне

На месте при проведении работ закачивают химические реагенты, которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отёк лёгких, острые отравления. Опасны пары хлороводорода, образующиеся при взаимодействии с воздухом концентрированной кислоты. Они раздражают слизистые оболочки и дыхательные пути. Длительная работа в атмосфере HCl вызывает катары дыхательных путей, разрушение зубов, помутнение роговицы глаз, изъязвление слизистой оболочки носа, желудочно-кишечные расстройства. Острое отравление сопровождается охриплостью голоса, удушьем, насморком, кашлем. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В соответствии постановлением №2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 27.

Таблица 27 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1–1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно опасные	1,1–10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

## **Опасность возникновения пожаров, взрывов**

Согласно приказу N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для взрывопожароопасных технологических процессов должны использоваться системы противоаварийной защиты и газовой безопасности, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров.

Запрещается эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво-, пожароопасных и агрессивных газов и продуктов при наличии хомутов и других устройств, применяемых для герметизации трубопроводов в полевых условиях. Разрешается временная установка хомутов на трубопроводах для предотвращения растекания жидкости до начала ремонта.

При выборе электрооборудования и электроаппаратуры для опасного производственного объекта следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон. Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), средства измерений и системы автоматизации, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Все транспортные средства могут быть допущены на территорию взрывопожароопасных объектов при наличии искрогасителя, а спецтехника, перевозящая легковоспламеняющуюся жидкости, дополнительно - устройств для снятия статического электричества.

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

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/м<sup>3</sup>);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м<sup>3</sup>);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м<sup>3</sup>);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м<sup>3</sup>);

Стоит так же учитывать концентрационные пределы распространения пламени в воздухе газовых компонентов: метан – 4,4 – 17 %, этан – 2,5 – 15,5 %, пропан – 1,7 – 17 %, изобутан – 1,3 – 9,8 %. Согласно ГОСТ Р 57413-2017 газ горючий природный.

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные,

асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

### 5.3 Экологическая безопасность

#### Защита атмосферы

Топливное минеральное сырье размещено на Земле неравномерно и, как правило, связано с осадочными бассейнами платформенных структур. К топливным ресурсам прежде всего относятся нефть, природный газ и уголь, дающие миру более 80% производимой энергии. Распыление и разлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

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.

Так, существуют специальные правила и нормы СанПиН 1.2.3685–21, призванные регулировать наличие вредных веществ, выделяемых в атмосферу.

Таблица 28 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин	100	4
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу.

## **Защита гидросферы**

При проведении технологических операций по закачке химических агентов в пласт может происходить различное негативное влияние на гидросферу. Может происходить утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок, а также в процессе заводнения рабочий агент способен попадать в другие водоносные горизонты из-за развитой системы трещин.

Различные загрязнения гидросферы нефтепродуктами непосредственно приводит к негативному влиянию на данный ареал обитания животных и птиц, что может привести к их гибели. Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде. Согласно ГОСТ 17.1.3.08–82 при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

К возможным мероприятиям по недопущению негативного влияния на гидросферу относят: утилизацию или очистку промышленных вод, утилизацию остатков химических агентов, используемых на промысле, герметизация всего оборудования, периодический контроль за состоянием и составом подземных вод.

## **Защита литосферы**

В процессе обустройства месторождений, бурения, стоит учитывать влияние негативных процессов, сказывающихся 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. На состояние почвы также оказывает влияние химические реагенты и углеводородов, которое широко используются при проведении мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Непосредственно гидравлический разрыв пласта может влиять

на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций.

В ходе разработки технологии по утилизации рабочих агентов следует иметь в виду, что недопустима совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии 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.

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

При проведении работ по закачке химических агентов в нагнетательные скважины целью увеличения нефтеотдачи пласта возможно возникновение ситуаций, не позволяющих производить различные технологические операции с безопасностью для человека и окружающей среды: нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов, повреждение трубопроводов и выкидных коллекторов, что приводит к разливам агентов, загрязнение подземных вод и поверхностных вод. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии приходящего потока свежего воздуха.

При возникновении ЧС необходимо оградить опасную зону, после чего сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Согласно статье 46 Федерального закона «Об охране окружающей среды», предотвращение и ликвидации аварий осуществляется 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». 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 жидкости.

### **5.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

При выполнении задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, требования промышленной безопасности при проведении технологических операций по закачке химических агентов в нагнетательные скважины целью увеличения нефтеотдачи пласта и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации. Проведён анализ основных опасных и вредных факторов при влиянии на человека и окружающую среду, кроме того, были изучены меры по предотвращению влияния данных факторов.

Выполнение мер для возможности обезопасить людей и окружающую среду на производстве является основой существования всех производственных процессов, чтобы не допустить наступление ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы выделяются основные методы и исследования, направленные на определение остаточной нефти, содержащейся в карбонатных коллекторах. Во внимание принимались особенности геологического строения, физико-химические свойства пород, причины и особенности формирования остаточных запасов в карбонатных коллекторах. Данные коллектора характеризуются порово-каверновым, порово-трещинным типом строения, низкой проницаемостью, при этом присутствует высокая фильтрационно-емкостных неоднородность.

Описаны основные методы и исследования, направленные на непосредственное определение остаточной нефти в поровом пространстве, учитывающие основной тип цемента (карбонатный), породообразующие минералы (доломит, кварц, глинистые материалы) для кернового анализа. Для проведения трассерных исследований важными факторами является раскрытость трещин и величина их сжимаемости, определяющие скорость движения индикатора в пустотном пространстве.

Представлен обзор гелеобразующих композиций и нефтewытесняющих – на основе ПАВ, при составлении которого учитывалась низкая эффективность классической методики заводнения. При анализе комплексного подхода для достижения максимально эффективного способа воздействия на пласт, в условиях карбонатной залежи с динамической вязкостью нефти 700 мПа·с в пластовых условиях при средней температуре пласта 20-23 °С и низкой проницаемости, справедлива будет рекомендация к применению гелеобразующей композиции ГАЛКА-термогель-С и НИНКА для градиента закачки в пласт с ПЦО.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1- Лысенков, А. В. Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений республики Башкортостан / А. В. Лысенков, И. Е. Лысенков // Молодой ученый. - 2021. - № 22. -С. 75-77.
- 2- Геолого-геофизическая модель Малоичского месторождения в палеозое Западной Сибири и особенности его освоения / Н. П. Запивалов, О. О. Абросимова, В. В. Попов. – Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2.
- 3- Consultant.ru: Компьютерная справочная правовая система в России: сайт. - Москва, 1997-2023. - URL:<https://vk.com/away.php?utf=1&to=https%3A%2F%2Fwww.consultant.ru%2Flaw%2Fhotdocs%2F64762.html> (дата обращения: 9.02.2023- Режим доступа: свободный. - Текст: электронный.
- 4- Министерство природных ресурсов Российской Федерации. Приказ. О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых: Приказ № 41 : [утвержден министром природных ресурсов Российской Федерации 30 декабря 1997 года]. –дата введения 1998-03-02. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901797072> (дата обращения: 9.02.2023). – Текст: электронный.
- 5- Розман М.С. О технико-экономическом обосновании добычи триз: как не наступить на старые грабли / М.С. Розман. – Текст: электронный // Neftegaz.ru: [сайт]. – 2020. – 27 февр. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/527126-o-tekhniko-ekonomicheskom-obosnovanii-dobychi-triz-kak-ne-nastupit-na-starye-grabli/> (дата обращения: 09.02.2023).
- 6- Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.

7- Гладких Е. А. Влияние фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки на величину коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях / Е. А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин // Известия Томского политехнического университета. - 2018. - № 7. - С. 77-85.

8- Недоливко Н. М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.

9- Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений на территории Западно-Сибирской плиты /М. Л. Мороз, А.В. Тугарева // Нефть и газ. - 2017. - № - С. 28-34.

10- Кукушкина А.В., Лысенков, И.Е., Лысенков. Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений Республики Башкортостан// Молодой ученый. — 2021. — № 22. — С. 75.

11- Киркинская В.Н, Смехов Е.М. Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 33 с

12- Патент № 2293101 Российская Федерация, МПК С09К 8/72(2006.01), Е21В 43/27 (2006.01). Состав для обработки призабойной зоны карбонатного коллектора и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта: № 2005135764: заявл. 2.11.2005: опубл. 10.02.2007 / Баранов Ю. В., Гоголашвили Т. Л [и др.].

13- О Новосибирской нефти, ее первооткрывателях и ожидаемой перспективе / Н. П. Запивалов. – Текст: непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2022.– С. 3-11.

14- Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учеб. пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина, – Томск : Изд-во ТПУ, 2006.-166с. – Текст: непосредственный.

15- Покрепин, Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Издание 2. Б. В. Покрепин. – Волгоград: Ин-Фолио, 2010. – 125 с. – ISBN 978-5-903826-28-5. – Текст: непосредственный.

16- Бжицких, Т. Г. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» / Т. Г. Бжицких, С. Ф. Санду, Н. Э. Пулькина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 95 с. – Текст: непосредственный.

17- Шпуров, И. В. Научно-методическое обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования: дис. ... канд. тех. наук / Шпуров Игорь Викторович. – Тюмень, 2015. – 356 с/

18- Назарова, Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Л. Н. Назарова; учеб. пособие для вузов – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с. – ISBN 978-5-91961-010-6.

19- Критерии изучения структуры остаточной нефти на Талинском месторождении / О. Н. Новикова. – Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2002. – № 5.

20- Петрова, Т.Р. Закономерности формирования состава остаточной нефти / Л. М. Петрова, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова, Г.В. Романов. – Текст: электронный // Научно-технический журнал Георесурсы. – 2007. – С. 43– URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zakonomernosti-formirovaniya-sostava-ostatochnyh-neftey> (дата обращения: 25.02.2023).

21- Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа / В. А. Гридин, Н. В. Еремина, М. В. Нелепов [и др.]. – Ставрополь: Учебно-методическое пособие, 2015. – 130 с.– Текст: непосредственный.

22- Головин, Б. А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: учеб. пособие / Б. А. Головин, М. В. Калининкова, А.А Муха– Саратов, 2011. - 63с. – Текст: непосредственный.

23- Черевко, М. А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта/ М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. - Тюмень: Издательство «Зауралье», 2015 – 268 с.- ISBN 978-5-9905587-1-7.

24- Янин, А. Н. «Обобщенные» зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения / В. Н. Макаров, Н. А. Боос. - Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. №6.-С. 20-30.

25- Паникаровский, В. В. Разработка методов исследования пород-коллекторов с целью повышения продуктивности скважин: автореф. дис. ... технич. наук / Паникаровский Валентин Васильевич; Всероссийский научно-исследовательский институт геологических, геофизических и геохимических систем. - Москва, 2004. - 48 с.

26- Дополнение к технологической схеме разработки Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, 2021.

27- Мартюшев, Д. А. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения / Д. А. Мартюшев, А. В. Лекомцев, А. Г. Котоусов. - Текст: электронный // Вестник ПНИПУ. - 2015. - № 16. - DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7.

28- Беляева, А. С. Гелеобразующие технологии извлечения остаточной нефти / А. С. Беляева // Экспозиция нефть газ. - 2011.-№ 15.-С. 17-18.

29- Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пласта: учебное пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2014. – 127 с. ISBN 978-5-88179-832-1.

30- Генкин А. Э. Оборудование химических заводов: учебное пособие для техникумов / А. Э. Генкин. – Москва: Издательство «Высшая школа», 1986. – 280 с.

31- Калюкова Е. Н. Экологический мониторинг атмосфер: практикум / Е. Н. Калюкова. – Ульяновск: Ульяновский государственный технический университет, 2015. – 131 с. ISBN 978-5-9795-1475-8.

32- Земцов Ю. В. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев. - Текст: непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. №7.-С. 11-22.

33- Шерстюк, С. Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: автореф. дис. ... канд. хим. наук / Шерстюк Сергей Николаевич; Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. - Томск, 2011. - 26 с.

34- Алтунина, Л. К. Термотропный неорганический гель для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей при паротепловом воздействии / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. - Томск: Форум «Нефть. Газ. Геология. Экология», 2010. - 7 с.

35- Григорьев, Б. В. Исследование влияния раствора аммиачной селитры на проницаемость карбонатных пород/ Б. В. Григорьев, О. А. Кузина, В. А. Морев // Нефтегазовое дело. - 2017. -№ 14.-С. 77-83.

36- Чуйкина, Д. И. Изучение влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей/ Д. И. Чуйкина, О. В. Серебренникова, Л. А. Стасьева, Р. Асеведо Фореро // Известия Томского политехнического университета. - 2011. -№ 3.-С. 121-124.

37- Алтунина, Л. К. Комплексные методы увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, С.О. Урсегов. - Томск: Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции, 2013. – 7-18 с. - ISBN 978-5-94458-141-9.

- 38- Овсянникова, В. С. Влияние микробиологического воздействия на углеводородный состав нефтей при увеличении нефтеотдачи пластов нефтевытесняющими композициями с регулируемой щелочностью: автореф. дис. канд. хим. наук / Овсянникова Варвара Сергеевна; Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. - Томск, 2008. - 20 с.
- 39- Алтунина, Л. К. Физико-химические технологии с применением гелей, и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки/ Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов // Георесурсы. - 2014. -№ 4.-С. 20-27.
- 40- Алтунина, Л. К. Применение термотропных композиций низкопродуктивных скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И.В. Кувшинов. - Томск: IX Международная конференция химии нефти и газа, 2015. – 304-309 с.
- 41- Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков [и др.]; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - Москва: Учебное пособие, 2011. - 142 с.
- 42- Калинин, В. Ф. Критерии выбора оптимальной технологии повышения продуктивности скважин физико-химическими методами в карбонатных коллекторах / В. Ф. Калинин. - Саратов: Недра Поволжья и Прикаспия, 2022. - 42 с.
- 43- Мукаев, Р. Х. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения / Р. Х. Мукаев. - Тюмень, 2018.
- 44- Корсакова, Н. К. Влияние инъецирования пласта термогелем на вытеснение нефти при внутриконтурном заводнении / Н. К. Корсакова, В. И. Пеньковский, Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // ФТПРПИ. - 2016. -№ 6. -С. 23-28.
- 45- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).

46- ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки: дата введения 2011-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200079082> (дата обращения: 10.04.2023). - Текст: электронный.

47- ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 11.04.2023). - Текст: электронный.

48- ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование: дата введения 2019-04-15. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200163249> (дата обращения: 11.04.2023). - Текст: электронный.

49- СП 231.1311500.2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности: дата введения 2015-07-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200122146> (дата обращения: 11.04.2023). - Текст: электронный.

50- ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

51- Постановление №2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»: дата введения 2021-01-28 (с изменениями на 30.12.2022). - URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?marker=6540IN> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

52- ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984-07-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200291> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

53- СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение: дата введения 2017-05-08. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

54- ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

55- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция).

56- ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1992-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

57- ГОСТ 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 07.04.2023). - Текст: электронный.

58- ГОСТ 17.1.3.08-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества морских вод: дата введения 1983-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008295> (дата обращения: 05.04.2023). - Текст: электронный.

59- Приказ № 534. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: дата введения 15-12-2020 (с изменениями на 19-01-2022): [утвержден приказом Федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору].

60- Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г. Ю. Боярко, О. В. Пожарницкая, В. Б. Романюк [и др.]; Томский политехнический университет.

- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. - 166 с. - ISBN ISBN 978-5-4387-0618-2.

## Приложение 1

Параметры вытеснения нефти водой по низкопроницаемым пластам  
месторождений Западной Сибири

Месторождение	Пласт	$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	$K_{\text{нн}}$ , доли ед.	$K_{\text{н.ост}}$ , доли ед.	$K_{\text{пр}}$ , мД
Тортасинское	ЮС <sub>2</sub>	0,363	0,460	0,293	2,2
Ореховская площадь	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0,366	0,430	0,273	1,5
Тортасинское	АС <sub>5</sub>	0,387	0,460	0,282	2,5
Соровское	БС <sub>7</sub>	0,400	0,450	0,220	1,8
Западно- Новомостовское	Ю <sub>4</sub>	0,407	0,450	0,267	0,8
Западно-Тугровское	Ю <sub>2-4</sub>	0,415	0,511	0,299	9,0
Приобское	АС <sub>9</sub>	0,419	0,570	0,331	4,0
	АС <sub>7</sub>	0,419	0,560	0,325	4,2
	АС <sub>8</sub>	0,419	0,560	0,325	4,2
Тортасинское	ЮС <sub>10</sub>	0,423	0,510	0,248	1,8
Унтыгейское	ЮС <sub>2</sub>	0,428	0,608	0,348	1,2
Восточно-Каменное	ЮК <sub>7</sub>	0,431	0,518	0,295	3,6
Ореховская площадь	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	0,433	0,510	0,289	3,9
Тортасинское	АС <sub>7</sub>	0,436	0,500	0,282	5,0
Тортасинское	ЮС <sub>4</sub>	0,437	0,520	0,293	1,1
Шушминское	Т <sub>1</sub>	0,450	0,553	0,304	9,6
Кулунское	ЮС <sub>2</sub>	0,450	0,661	0,364	9,0
Пайтыхское	Ю <sub>4</sub>	0,457	0,550	0,299	3,2
Восточно-Каменное	ЮК <sub>5</sub>	0,459	0,537	0,291	2,8
Восточно-Каменное	ЮК <sub>4</sub>	0,463	0,574	0,308	4,6
Убинское	П	0,464	0,600	0,322	3,0
Восточно-Каменное	ЮК <sub>6</sub>	0,465	0,588	0,315	3,6
Пальяновское (юго- восточное)	ЮК <sub>10</sub>	0,467	0,657	0,350	5,0
Среднее по 23 пластам		0,429	0,536	0,301	3,8