

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы				
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ				

УДК 622.276.63

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		

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	Цибулькиова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Плотников Антон Иванович

Тема работы:

Обоснование применения технологии интенсификации притока нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	62-82/с от 03.03.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Обзор мирового опыта применения соляно-кислотной обработки. Геологические и технические показатели X нефтегазоконденсатного месторождения. Текущее состояние разработки. Технологический режим эксплуатации скважин X нефтегазоконденсатного месторождения. Анализ предпосылок проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации. Выбор скважин кандидатов. Технология проведения соляно-кислотных обработок скважин. Проведение соляно-кислотной обработки на X</p>

	нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Геолого-промысловые характеристики карбонатных коллекторов при разработке нефтегазоконденсатных месторождений/ Geological-field Characteristics of Carbonate Reservoirs During the Development of Oil and Gas Condensate Fields	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		04.03.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Плотников Антон Иванович

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Геолого-промысловые характеристики карбонатных коллекторов при разработке нефтегазоконденсатных месторождений	30
17.04.2023	Обоснование применения методов интенсификации притока на X месторождении	30
15.05.2023	Усовершенствование применения технологии солянокислотной обработки на горизонтальных скважинах X месторождения	20
29.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
09.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		04.03.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		04.03.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 110 страниц, в том числе 20 рисунков, 26 таблиц. Список использованных источников содержит 39 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, карбонатные отложения, скважина, интенсификация, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования является технология проведения и прогнозирования эффективности СКО в условиях эксплуатации скважин на X месторождении.

Цель исследования – повышение эффективности применения технологии соляно-кислотной обработки на участках горизонтальных скважин X нефтегазоконденсатного месторождения.

В результате исследования проанализированы геологические условия, влияющие на процесс разработки X месторождения, выявлена целесообразность бурения стволов скважин с горизонтальным окончанием. С учетом геологического строения залежи выбрана поинтервальная соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта.

Созданная блок-схема принятия решений является комплексным решением, позволяющим рассматривать все вышеперечисленные факторы в совокупности и подобрать необходимый метод интенсификации для месторождений со схожими геолого-физическими условиями продуктивных пластов.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	13
1.1 Геологическая характеристика разработки месторождений с карбонатными коллекторами 16	
1.2 Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири.....	22
1.3 Определение остаточных запасов нефти при разработке карбонатных коллекторов 26	
1.4 Геолого-промысловые характеристики карбонатного коллектора X нефтегазоконденсатного месторождения	38
1.5 Текущее состояние разработки X месторождения	41
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ	44
2.1 Основные причины, снижающие продуктивность горизонтальных добывающих скважин на X месторождении	48
2.2 Прогнозирование результатов СКО, увеличение продуктивности эксплуатационных скважин для карбонатных отложений X месторождения	49
2.3 Выбор объектов для проведения СКО	49
2.4 Выбор объемов и характеристик раствора кислоты для проведения обработок около скважинной зоны пласта	52
2.5 Технология проведения СКО на X месторождении.....	55
3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА УЧАСТКАХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
4.1 Расчет капитальных вложений	66
4.2 Расчет эксплуатационных затрат	67
4.3 Расчет налога на добычу полезных ископаемых	69
4.4 Оценка экономической эффективности	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.2 Производственная безопасность	76
5.3 Экологическая безопасность	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91
Приложение (А).....	96

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, в мире прослеживается тенденция, характеризующая уменьшение добычи нефти, 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 [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. Как показывает промысловая практика, эффективность СКО зависит от многих факторов, влияние которых на конечный результат варьирует в достаточно широких пределах. Выявлению и обоснованию геолого-физических и

технологических факторов, влияющих на изменение продуктивности скважин и ее стабилизацию после СКО околоскважинных зон пластов добывающих горизонтальных скважин, посвящена данная работа, что указывает на актуальность выбранной темы.

Целью работы является: повышение эффективности применения технологии соляно-кислотной обработки на участках горизонтальных скважин X нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Проанализировать геолого-промысловые особенности разработки X нефтегазоконденсатного месторождения.
2. Подбор оптимальной технологии для интенсификации добычи нефти X нефтегазоконденсатного месторождения.
3. Установить рациональные критерии выбора объектов для СКО, повышающих их технологическую эффективность.

Защищаемые положения:

1. Применение раствора соляной кислоты при проведении поинтервальной СКО призабойной зоны пласта на участках горизонтальных скважин X НГКМ позволяет добиться увеличения дебита нефти.
2. Увеличение продуктивности скважины возможно без значительного роста газового фактора и обводненности путем поинтервальной СКО призабойной зоны пласта с применением ГНКТ.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГРП – гидроразрыв пласта;

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ВНК – водонефтяной контакт;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КО – кислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ГЗУ – групповая замерная установка;

ДНС – дожимная насосная станция;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ЛЭП – линии электропередач;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба;

ГС – горизонтальный ствол;

ЗХП – затрубный химический пакер;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КВД – кривая восстановления давления.

1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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 опоскования зоны поглощения в палеозое.

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 м³/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 мкм².

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 м³ нефти. Добытая нефть имела плотность 0,85 г/см³ 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 [12].

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 [8].

1.1 Геологическая характеристика разработки месторождений с карбонатными коллекторами

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 [2].

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 [3].

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 [4].

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) [6]:

$$\text{КИН} = k_{\text{вТ}} \cdot k_{\text{охв}} \quad (1)$$

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 [5].

Карбонатные породы представляют собой осадочные образования, сложенные на 50 % и более карбонатными минералами. В число последних входят кальцит (и арагонит) – CaCO_3 , доломит - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)$, а также значительно более редко встречаемые магнезит- MgCO_3 , анкерит - $\text{Fe, Ca}(\text{CO}_3)_2$, сидерит- FeCO_3 , стронцианит – 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% [7].

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, прослойки 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 [11].

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 скопления 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 органических 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 м³/сут (Ханты-Мансийское месторождение), на Чкаловском месторождении колеблются от 100 до 500 м³/сут, на Советском - до 100 м³/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 м³/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 м³/сут, воды - 6,8

м³/сут). В скважине, находящейся за контуром залежи, из трещиноватых известняков приток нефти составил 3,4 м³/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.

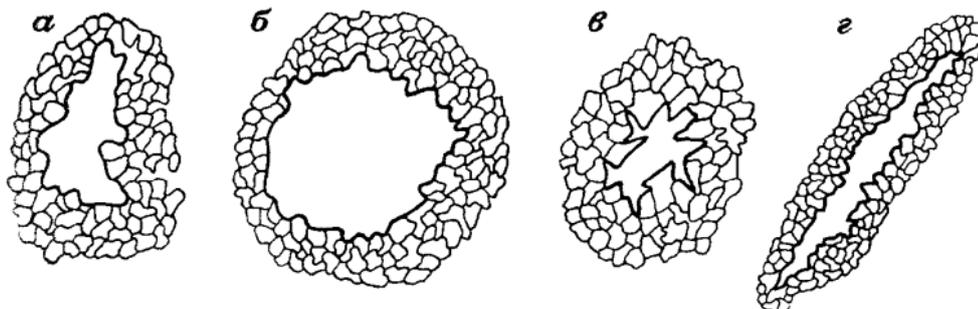
По классификации существует 4 типа карбонатных коллекторов:

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 [9].



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 [10].

1.2 Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири

Восток России включает территории двух федеральных округов (Сибирского и Дальневосточного), акватории восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) и дальневосточных (Японского, Охотского и Берингова) морей. Почти половина всей территории (4,0 млн. км²) и практически все шельфы (около 1 млн. км² восточно-арктических и 0,7 млн. км² дальневосточных) являются перспективно нефтегазоносными. Начальные суммарные ресурсы углеводороды оцениваются в диапазоне 108-142 млрд. тнэ. Вместе с тем, нефтегазовые

ресурсы этих обширных регионов изучены крайне неравномерно. Значительные территории и акватории Востока России практически не изучены сейсморазведкой и бурением.

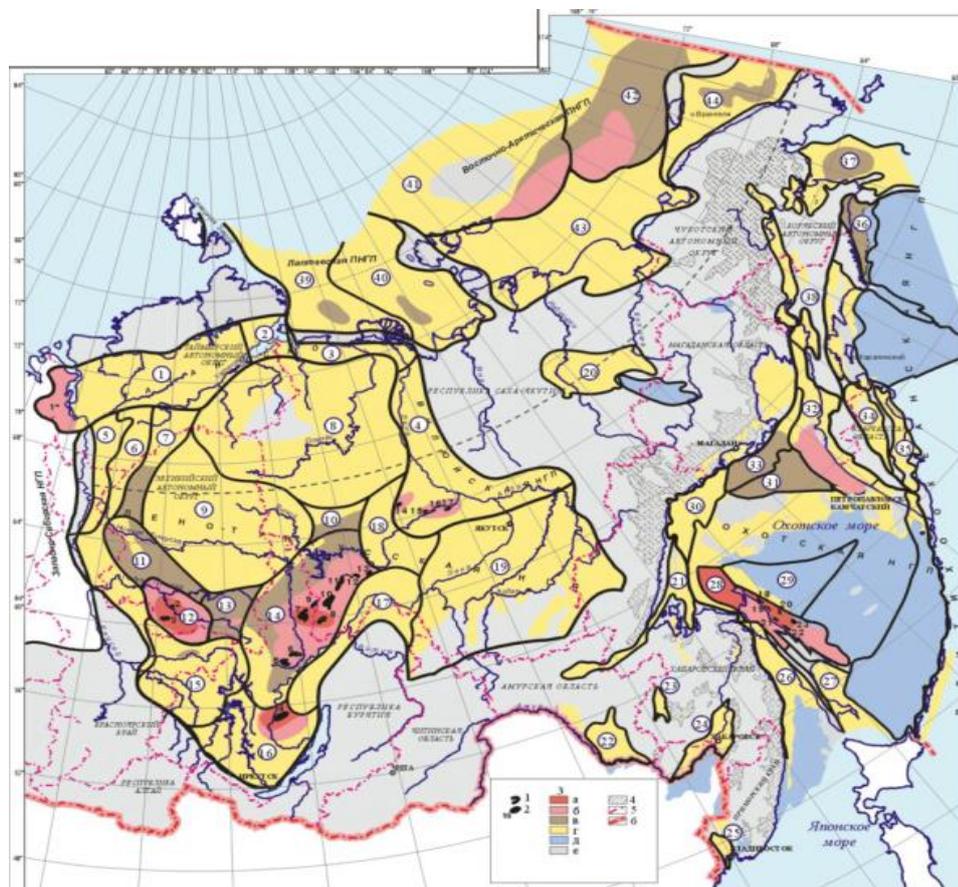


Рисунок 3 – Схема перспектив нефтегазоносности Востока России

58 месторождений нефти и газа открыты в Восточной Сибири, 74 месторождений на суше и 9 месторождений на шельфе Дальнего Востока. Именно эти регионы относятся к приоритетным по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи нефти и газа.

Восточная Сибирь и Дальний Восток обладают многообразием структурных элементов, принадлежащих резко различным по геологической истории и строению, геотектоническим образованиям: древнему Сибирскому кратону, разновозрастным складчатым системам и современной Тихоокеанской окраине. Отсюда и разнообразие факторов и условий нефтегазоносности.

Восточная Сибирь охватывает как собственно древнюю Сибирскую платформу, так и смежные краевые системы, которым в нефтегеологическом отношении соответствуют Лено-Тунгусская и Хатангско-Виллюйская нефтегазоносных провинций. Общая площадь перспективных земель составляет около 3,5 млн. км². Трудами нескольких поколений геологов было доказано богатство этого обширного региона углеводородами, открыто 58 месторождений нефти и газа, в том числе по величине запасов нефти и газа 10 крупных и 3 уникальных.

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция включает 15 нефтегазоносных областей: Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, Катангская нефтегазоносная область, Байкитская нефтегазоносная область, Ангаро-Ленская нефтегазоносная область, Саяно-Енисейская нефтегазоносная область. Предбайкальская нефтегазоносная область, Западно-Виллюйская нефтегазоносная область, Бахтинская перспективная нефтегазоносная область, Эвенкийская перспективная нефтегазоносная область, Западно-Тунгусская перспективная нефтегазоносная область, Турухано-Норильская перспективная нефтегазоносная область, Сюгджерская перспективная нефтегазоносная область, Анабарская перспективная нефтегазоносная область, Анамская перспективная нефтегазоносная область и характеризуется следующими особенностями:

- значительной мощностью рифейских отложений (до 5-10 км) и венд-мезозойского плитного чехла (до 8 км);
- приоритетом в качестве ведущих нефтематеринских комплексов рифейских и кембрийских образований;
- приуроченностью большей части ресурсов углеводородов (80%), а запасов исключительно, к рифейским и венд-нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениями;
- наличием на значительной территории кембрийской сульфатно-галогенной покрышки;

- сочетанием в подсолевом чехле крупных прогибов и сводовых поднятий;
- разнообразием фазового состояния месторождений и высоким (до 0,58%) содержанием гелия в газовых скоплениях;
- широким развитием траппового магматизма;
- мезо-кайнозойским априфтом и переформированием залежей углеводородов.

К благоприятным нефтегеологическим показателям относятся: наличие крупных поднятий в поле распространения рифей-нижнекембрийских отложений при мощности плитного чехла более 2 км, сплошное развитие кембрийского соленосного флюидоупора и слабое проявление траппового магматизма. Этим условиям в большой мере отвечает южная часть платформы: Непско-Ботубинская, Байкитская, Катангская, и Ангаро-Ленская нефтегазоносная область. Занимая всего четвертую часть перспективных земель провинции, эти четыре области содержат три четверти всех ее нефтегазовых ресурсов и практически все запасы нефти и газа. Здесь открыто 37 месторождений, в том числе 3 уникальных и 8 крупных по запасам нефти и газа.

Важной особенностью этой наиболее перспективной территории является преобладание залежей углеводородов литологического типа, связанных с резкой изменчивостью отложений. Как сами залежи, так и характер нефтегазонасыщения в них определяются главным образом, распределением коллектора. Это выдвигает на первый план проблему прогноза рифей-кембрийских резервуаров.

Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинными коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизывающими рифейские образования и уходящими в фундамент. С этих позиций высвечивается проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента, представленного, в основном, гранитами и

гнейсами с корой выветривания мощностью до 8-10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные нефтегазопроявления на Верхне-Чонской и Вэндрэшевской площадях.

1.3 Определение остаточных запасов нефти при разработке карбонатных коллекторов

Карбонатные коллекторы слагаются в основном известняками и доломитами. 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 см²/см³ породы, а для алевролитов, полимиктов и слабопроницаемых карбонатов достигает 10000 – 30000 см²/см³ (0,5 – 1,5 м²/г) [13].

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 мкм². Густота трещин в какой-либо точке пласта характеризуется объемной плотностью трещин [14]:

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

где ΔS - половина площади поверхности всех трещин в некотором элементарном объеме породы ΔV .

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 ($V_{пор}$) [1].

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

На величину коэффициента нефтенасыщенности оказывают влияние коллекторские свойства пород.

$$S_n = \frac{V_n \cdot \rho_n}{m \cdot G} \quad (7)$$

где V_n – объем содержащейся в образце, м³;

ρ – плотность породы, кг/м³;

m – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

G – масса жидкости, содержащейся в образце, кг;

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 [16].

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 [16].

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 значительнее проявляются различные местные неоднородности физических

свойств пород, способствующие возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею дренируемых [13].

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 [17].

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% [17].

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 отесняя нефть от стенок породы. Такой вид остаточной нефти называется пленочный [15].

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 [13].

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.

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 м³/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 [21].

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

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

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

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

$K_{п}$ - 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 [18].

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

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 [18]:

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

где $k_{н.мах}$ – коэффициент максимально возможного нефтеизвлечения, является функцией проницаемости горной породы, определяется в зависимости от коэффициента проницаемости по таблице 1.

Таблица 1 – Расчет коэффициента максимально возможного нефтеизвлечения

$k_{пр}, \text{МКМ}^2$	0,3–0,8	0,8–2	>2
$k_{н. мах}, \text{д.е.}$	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 2).

Таблица 2 – Расчетная таблица для определения $k_{\text{вытес}}$.

Конечная обводненность продукции, %	$k_{\text{выт}}$ при μ_n/μ_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).

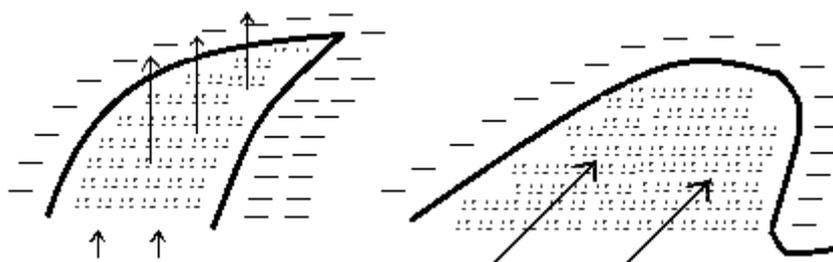


Рисунок 4 – Модель одностороннего продвижения водонефтяного контакта

2. При двустороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (рисунок 5) k_2 определяется по зависимости (14).

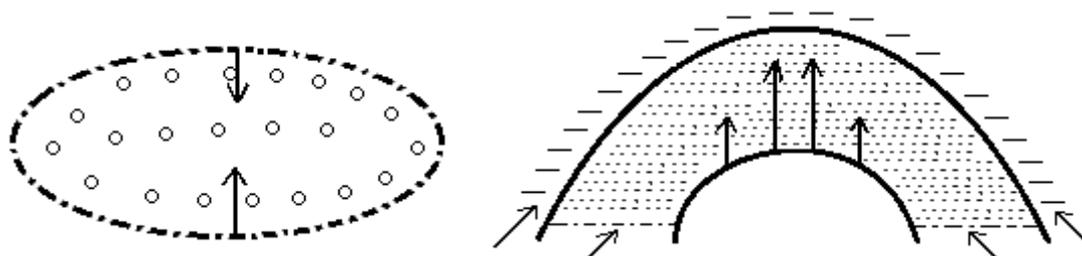


Рисунок 5 – Модель двустороннего продвижения водонефтяного контакта

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

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

где ε – 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 ($V=F \cdot h_{эф} \cdot K_{по}$), м³ [18].

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 [19]:

- 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}Fe , ^{95}Zr , ^{131}I , ^{51}Cr [21].

- 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} 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 Восточной 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 Восточной Сибири.

Таблица 3 – Диапазоны изменения ФЕС по рассматриваемым низкопроницаемым коллекторам [20]

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

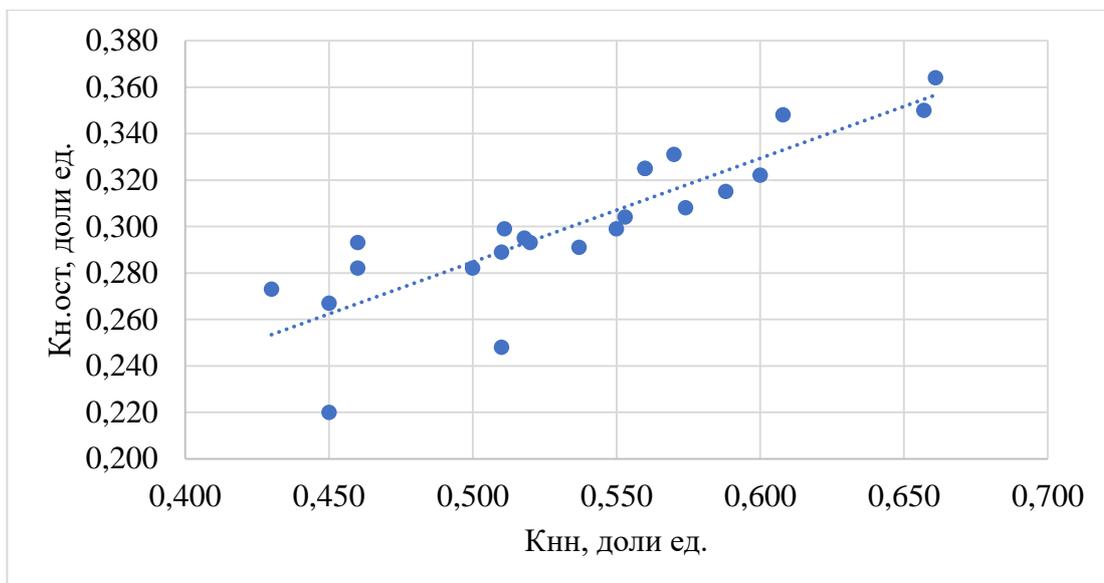


Рисунок 6 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности $K_{н.ост}$ от начальной $K_{нн}$

1.4 Геолого-промысловые характеристики карбонатного коллектора X нефтегазоконденсатного месторождения

Страницы 38-41 отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну.

1.5 Текущее состояние разработки X месторождения

Страницы 41-43 отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Основным объектом разработки X месторождения является продуктивная нефтегазоконденсатная залежь. Основными особенностями данного объекта являются:

- каверно-трещинный карбонатный коллектор;
- высокий коэффициент нефтенасыщенности (0,9 д.ед.);
- малая вязкость нефти в пластовых условиях (0,88 мПа*с);
- низкая начальная пластовая температура (27 °С);
- очень высокая минерализация пластовой воды (236 г./л);
- наличие газовой шапки.

С целью равномерного охвата пласта разработкой и интенсификации добычи нефти на X НГКМ с начала разработки проведено несколько видов геолого-технических мероприятий, таких как:

- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- оптимизация работы насосного оборудования и перевод на механизированную добычу;
- физико-химические методы (ОПЗ); - ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- вывод из бездействия;
- перевод и приобщение.

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Приросты добычи нефти за счет проведения ГТМ в скважинах оценивались суммированием поскважинных эффектов.

Дополнительная добыча по каждой скважине оценивалась по кривым падения добычи, путем сопоставления базовых уровней добычи скважины до ГТМ с фактическими после ГТМ, начиная с момента проведения мероприятия до 01.01.2023 (до окончания эффекта ГТМ, или до проведения другого ГТМ).

Страницы 45-47 отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

2.1 Основные причины, снижающие продуктивность горизонтальных добывающих скважин на X месторождении

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов, основными из которых являются:

1) Изменение состояния призабойной зоны пласта, а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области, за счет проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые зоны набухания и последующего разрушения глин, при применении жидкостей глушения, которое характерно при проведении капитального и промежуточного ремонта скважин. Вынос механических примесей (песка, частицы глины и породы, ржавчины).

2) Осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического ствола скважин или цементного камня, такие как выпадение солей при смешивании пластовой и закачиваемой воды. Образование прямых и обратных эмульсий.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия этих воздействий. Поэтому проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных характеристик коллекторов следует уделять особое внимание.

2.2 Прогнозирование результатов СКО, увеличение продуктивности эксплуатационных скважин для карбонатных отложений X месторождения

Абзац отсутствует, т.к. содержит коммерческую тайну

2.3 Выбор объектов для проведения СКО

По комплексному анализу результатов работы скважины выдавались рекомендации по проведению ГТМ. Метод неустановившегося режима фильтрации - регистрация изменения забойного давления после остановки скважины (КВД).

По результатам анализа исследований методом КВД, с целью определения фильтрационных характеристик пласта, оценки состояния призабойной зоны скважины, определения пластового давления, выдаются рекомендации по изменению длительности регистрации КВД для более качественной оценки определяемых параметров.

При интерпретации КВД подбирается аналитическая модель течения флюида в пласте и стволе скважины, с использованием которой и определяется Рпл. В интерпретации используется большой объем дополнительных данных о пласте и флюиде, сложный математический аппарат.

Выбор скважин для ОПЗ производится в последовательности, соответствующей приоритету, установленному геологической службой Общества совместно с проектным институтом. Приоритет может быть изменен в зависимости от текущей задачи разработки. Ниже приводится последовательность выбора, отвечающая требованиям быстрого и качественного формирования списка скважин, подлежащих соляно-кислотной обработке.

В первую очередь, из всего фонда выбираются скважины, необходимость кислотного воздействия на которых не вызывает сомнения и выбор которых не требует дополнительного продолжительного анализа. Необходимо очистить рассматриваемый фонд от этих «легких» скважин для того, чтобы резко сократить базу для анализа и объем необходимой аналитической работы.

- Вводимые в эксплуатацию из бурения.
- Скважины, выводимые из бездействия.
- Скважины, потерявшие дебит в результате ухудшения работы оборудования, кроме того скважины со снижением притока жидкости из пласта, попадающие в ремонт в текущем месяце.

- Скважины, по которым в результате гидродинамических исследований установлен реальный скин-фактор.

- Скважины, не вышедшие на расчетную производительность.

Во вторую очередь проводится выбор скважин из добывающего фонда.

Проводится отбор скважин, по которым произошло снижение производительности. Остальные скважины, работающие в нормальном режиме, в анализе рассматриваться не будут.

Произвести отбор скважин, потерявших производительность по притоку, оставив без внимания скважины с неисправным насосным оборудованием, негерметичным НКТ и др.

Выделить скважины, по которым снижение дебита жидкости обусловлено падением депрессии. Уменьшение депрессии происходит в результате увеличения забойного давления, либо снижения пластового давления в окрестности скважины. Изменение забойного давления легко диагностируется по технологическим режимам (динамический уровень). Изменение пластового давления ($P_{пл}$) имеет место при неэффективной закачке, в краевых зонах, ячейках с недоформированной системой ППД и т.д. Участки со сниженным пластовым давлением можно определить по значениям текущей и накопленной компенсаций отбора закачкой. Кроме того, динамика работы скважины также отражает текущее значение депрессии.

Снижение дебитов жидкости в результате уменьшения производительности насосного оборудования. Отследить снижение производительности насосного оборудования можно путем контроля токовой нагрузки. Кроме того, если межремонтный период (МРП) скважины выше, чем средний МРП по месторождению, то эти скважины являются кандидатами на проведение планово-предупредительного ремонта.

Снижение дебитов жидкости в результате интерференции скважин. Это широко известное явление особенно ярко проявляется, когда на систему

(окружающие скважины) производится очень мощное воздействие (ввод новых скважин из бурения, проведение ГТМ, а также различных геолого-технических мероприятий, существенно изменяющих характеристики работы скважин (ГРП и др.).

По оставшимся скважинам производится расчет и анализ динамики скин-фактора на основании данных технологических режимов.

Таким образом, в общем случае алгоритм выбора скважин под обработку можно представить следующим образом:

- 1) Рассмотрение всего фонда скважин.
- 2) Выделение скважин, по которым наблюдается устойчивое падение дебита жидкости. Из этого списка исключаются скважины:
 - на выходе на установившейся режим (новые, после ГТМ);
 - со снижением $R_{пл}$ (недокомпенсированные участки – краевые зоны, недоформированные ячейки);
 - со снижением дебита по причине ухудшения производительности насоса (высокий МРП);
 - со снижением дебита по причине интерференции;
- 3) расчет изменения скин-фактора по оставшимся скважинам, исходя из технологических режимов.
- 4) Выделение скважин, на которых в ходе гидродинамических исследований установлен реальный скин-эффект.
- 5) Выделяется список скважин, работающих не на возможном потенциале, при этом приоритет отдается скважинам с меньшей кратностью кислотного воздействия.

2.4 Выбор объемов и характеристик раствора кислоты для проведения обработок около скважинной зоны пласта

X нефтегазоконденсатное месторождение представлено каверно-трещиноватым карбонатным коллектором. Осложнения проведения СКО

обусловлено, тем, что на месторождении заканчивание скважин производят в исполнении необсаженного открытого горизонтального ствола, и жидкости, которые используются при обработке ПЗП поглощаются крупными трещинами и реагирует в призабойной зоне (непосредственно в пятке горизонтальной скважины) и не оказывает эффекта на менее проницаемые участки пласта, на что сказывается негативное влияние. Поскольку большинство трещин относятся к газо-водопроявляющими, тем самым, после проведения мероприятий, увеличивается газовый фактор и обводненность.

Проблемой подключения в работу всего интервала горизонтального ствола скважины и увеличения длины интервала обработки может решаться несколькими путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;

- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;

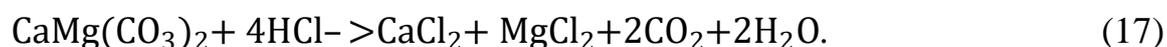
- использование специальных систем заканчивания и проведения СКО, таких как применение ГНКТ.

Известняки и доломиты быстро растворяются в соляной кислоте, образуя водорастворимые продукты реакции (в основном, хлориды кальция и магния). В доломитах, в отличие от известняка, необходимо увеличивать скорость растворения карбонатной породы, увеличивая объем кислоты в соответствии с уравнением реакции:

растворение известняка:



растворение доломита:



Также в соляной кислоте легко растворяются известняк и доломит, что позволяет получать дополнительные приросты в добыче жидкости и открывает дополнительные возможности перед операцией, но при этом крайне важно подбирать правильный состав кислоты для того чтобы избежать негативного эффекта.

Для проведения соляно-кислотной обработки забоя скважины необходимо выбирать концентрацию, количество необходимых реагентов и продолжительность нагнетания в пласт раствора соляной кислоты.

Таблица 12 – Исходные данные для проведения соляно-кислотной обработки

Параметры	Значение
Глубина скважины Н, м	2673
Эффективная мощность пласта h, м	22
Внутренний диаметр скважины D _д , м	0,215
Диаметр НКТ d, мм	89
Диаметр водовода d _{об} , мм	60
Длина водовода L, м	30
Проницаемость пород, мкм ²	0,144
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, (D), м	0,146
Толщина зумпфа h ₁ , м	54
Толщина стенки НКТ, мм	5

Для заданных условий выбирают концентрацию кислоты и объем раствора: оптимальная концентрация HCl в растворе принимается 10-16%. Применение кислоты с низкой концентрацией (менее 10%) вызывает необходимость нагнетать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки. Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16%) также нежелательно, так как приводит к образованию трудно извлекаемых из пористой среды соединений кальция и магния, а также увеличивается коррозионная активность. Объем раствора кислоты обусловлен толщиной пласта, химическим составом породы, пористостью, проницаемостью, а также числом предыдущих обработок. Для первичных обработок расход раствора составляет:

- для пористых малопроницаемых пород $0,4-0,6 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта;
- для высокопроницаемых пород $0,6-1,0 \text{ м}^3/\text{м}$;
- для трещиноватых пород $0,6-0,8 \text{ м}^3/\text{м}$.

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне. Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

2.5 Технология проведения СКО на X месторождении

Процедура проведения соляно-кислотной обработки заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты.

Перед стартом работ скважина очищается от песка, парафинов, продуктов коррозии и пр. В случае открытого забоя возможно удаление цементной и глинистой корки при помощи кислотной ванны.

Процедура соляно-кислотной обработки скважины – это нагнетание в пласт раствора соляной кислоты насосом или под воздействием сил гравитации, если пластовое давление позволяет добиваться необходимого результата. Перед началом процедуры на устье скважины происходит установка необходимого оборудования и опрессовка трубопровода на необходимое давление. Параллельно с подготовительными работами происходит подвоз и подготовка кислоты к скважине. Сначала в скважине устанавливается циркуляция, после чего происходит нагнетание соляной кислоты. На первом этапе кислоты должно быть достаточно для заполнения кольцевого пространства и труб от башмака труб до кровли пласта.

Далее производится закрытие задвижки на отводе из затрубного пространства и происходит процесс закачки оставшегося кислотного раствора под давлением в скважину для поступления кислоты в пласт.

Оставшуюся в трубах и скважине кислоту продавливают в пласт водой или нефтью.

Нагнетать кислоту нужно с максимально возможной скоростью, чтобы кислота проникала на как можно большее расстояния от ствола скважины. После завершения продавливания кислоты необходимо дать время для реакции кислоты с породой, после чего можно запускать ее в разработку.

Эффективность операции определяется приростом в продуктивности скважины [23].

Закачка соляной кислоты по насосно-компрессорной трубе (НКТ) в горизонтальный ствол приводит к химической обработке не всей поверхности ГС, как предполагалось, а лишь 5-10 м интервала, расположенного непосредственно около башмака НКТ. Увеличение объема реагента и давления закачки не приводит к успеху, кислота продолжает мгновенно реагировать в одном и том же месте, образуя каверну около башмака НКТ. Процесс кислотной обработки становится не управляемым и не достигает своей цели. Существует несколько вариантов заканчивания скважин. Наиболее простой - это заканчивание с открытым стволом. Однако такой тип заканчивания создает ряд проблем в общей технологической цепи строительства и эксплуатации скважин с ГС, а именно, при изоляции зоны водопроявлений и капитальном ремонте скважины, ограничивает охват пласта для эффективной стимуляции. Эффективная стимуляция длинного ГС - очень сложная задача из-за недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава особенно в коллекторах с неоднородной проницаемостью. Это требует эффективной методики отклонения. Разработки в области кислотной стимуляции горизонтальных скважин ведутся в направлении использования поинтервальной обработки с применением сложной системы пакеров, а также разработки дизайнов проведения работ. Чаще всего для точечной закачки кислотного состава рекомендуется применение колтюбинга.

Технология поинтервальной обработки определяется типом

заканчивания скважины:

- скважина с не обсаженным стволом;
- вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны;
- прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами,
- схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика.

При рассмотрении примеров использования технологий кислотной стимуляции скважин с горизонтальным стволом учитывался международный опыт на аналогичных месторождениях. Однако уникальность Х нефтегазоконденсатного месторождения требует их адаптации к условиям низкотемпературных и низкопроницаемых трещиноватых доломитовых коллекторов с аномально низким пластовым давлением.

Одним из важных аспектов эффективной стимуляции скважин является направленность воздействия кислоты. Полевые результаты показывают, что без отклонения или методов размещения кислотной обработке подвергается только 5-15 % длины интервала.

Если раньше кислотная обработка подразумевала простую закачку кислоты в призабойную зону пласта (ПЗП) под давлением, то со временем появилась необходимость изоляции раздренированных пропластков, через которые обычно поступает вода, и селективной обработки нефтенасыщенных пропластков. Для этого применяют следующие методы:

- гибкие НКТ;
- жидкости-отклонители, имеющие повышенную, по сравнению с обычной (незагеленной) кислотой, вязкость;
- дисперсные системы, содержащие твердые частицы;
- эмульсии;
- пакеры;
- надувные пакеры;
- сдвоенные пакеры;

- пакеры для открытого ствола;
- отклонения кислот с помощью вспомогательных волокон.

Для направленного воздействия кислоты используют различные методы, основанные на применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кислота может быть закачана через ГНКТ с подъемом от носка к пятке. Другие методы с применением ГНКТ предполагают циркуляцию жидкости через кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ или закачку кислоты (или инертной жидкости) по затрубному пространству. Поскольку сложность пластов (то есть контраст проницаемости, присутствие естественных трещин) и длина интервалов обработки становятся все большей и большей, актуальными являются направления поисковых работ по увеличению эффективности отклонения. Концентрация и объем химических отклоняющих агентов должны быть значительно увеличены, чтобы увеличить их эффективность, а в некоторых случаях он может использоваться как единственная жидкость обработки, чтобы достигнуть хорошего отклонения.

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА УЧАСТКАХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Страницы 59-64 отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Плотников Антон Иванович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» /Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по проведению ОПЗ пласта на месторождении.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 32359-2013. Нормы затрат на проведение кислотной обработки скважин определены по нормативным документам предприятия.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование целесообразности проведения технологии ОПЗ пласта на месторождении.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Оценка и расчет эксплуатационных затрат проведения ОПЗ пласта.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности по проведению работ по ОПЗ пласта.
Перечень графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна.	к.г.н.		14.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		14.03.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Абзацы отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

4.1 Расчет капитальных вложений

Абзацы отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

4.2 Расчет эксплуатационных затрат

Абзацы отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

4.3 Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Абзацы отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

4.4 Оценка экономической эффективности

Абзацы отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Плотников Антон Иванович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Обоснование применения технологии интенсификации притока нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение - характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является методика подбора оптимальной технологии проведения СКО на месторождении X. Данная технология применяется для достижения максимального эффекта увеличения продуктивности.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ</p>
<p>2. Производственная безопасность: - Анализ выявленных вредных и опасных факторов. - Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении)</p>

	2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возгорание пластового флюида

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Выпускная квалификационная работа посвящена подбору технологии соляно-кислотной обработки для скважин Х.

Теоретическая часть работы подразумевает обоснование оптимальной технологии при помощи расчетов с использованием ЭВМ, после чего предложенные технологии планируются к реализации на месторождении.

Территория рассматриваемого района характеризуется слабо развитой инфраструктурой. Работы планируются к проведению на кустовых площадках при проведении соляно-кислотной обработки в краевых зонах только в зимнее время.

Для проведения операций будет использоваться крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением. Работы будут вестись как в дневное, так и в ночное время [24].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

В таблице 22 представлены основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ в полевых условиях промышленным звеном.

Таблица 22 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение СКО, закачка раствора кислоты.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НП
Опрессовка нагнетательной линий ЦА-320 и кислотовоза, закачка технической воды под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76
Работа промышленного звена в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания местной фауны	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Поскольку проведение СКО крайне дорогостоящий процесс, то часть работ проводится, в том числе и в ночное время суток не зависимо от видимости.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 характеризует требования к освещению (нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 23) [28].

Необходим постоянный контроль за соблюдением установленных правил, так как недостаточная освещенность может стать причиной получения травм или возникновения чрезвычайных ситуаций.

Таблица 23 - Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание – При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Повышенный уровень шума

Производственным шум на рабочем месте имеет большое значение, так как на физическое здоровье работника шум влияет следующим образом: происходят изменения в сердечно-сосудистой системе, так же происходят изменения в обмене веществ, ослабляется внимание и реакция, и человек быстро утомляется.

Работа оборудования промышленного звена является одновременно источником высокоинтенсивного, механического, гидродинамического и электромагнитного шума с составляющей инфразвука. Подобное сочетание характеризуется отнюдь неблагоприятным воздействием на здоровье и человека в целом.

Таблица 24 – Предельно-допустимые уровни звукового давления

Рабочее место	Уровни звукового давления в дБ										Уровни звука и эквивалентные уровни звука в дБА
	32	64	124	258	516	1032	2064	4128	8256		
Выполнение всех видов полевых работ с применением оборудования	104	92	85	80	76	68	65	62	60	84	

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Другой характерной особенностью района является регулярное проведение работ в зимнее время в условиях Севера, когда температура может опускаться до крайне низких значений.

Подобные климатические условия могут стать причиной переохлаждения, обморожения и нанести вред здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходимо следовать допустимой продолжительности однократного пребывания работников на открытом воздухе (таблица 25) [28].
Таблица 25 - Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат.

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"-
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

На кустовой площадке работает различная техника, которая загрязняет окружающий воздух. Необходим контроль содержания вредных веществ в атмосфере (таблица 26), в случае повышенной загазованности необходима остановка работ, устранение источника вредных веществ [29].

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели и ДВС технологических машин.

Выделяют следующие средства нормализации воздуха в рабочей зоне и СИЗ:

- Технологические
- Технические
- Объемно-планировочные

Технологические методы в свою очередь должны исключать или ограничивать процессы, которые сопровождаются выбросом в рабочую зону вредных веществ, газов и т.д.

Технические же методы должны предполагать механизацию вредных процессов.

Сероводород обладает резким неприятным запахом, может вызвать тошноту и головокружение, а в случае сильной передозировки – приводит к нарушению зрения, может стать причиной смерти человека.

Другим опасным веществом является сероуглерод. Он имеет психотропные, нейротоксические свойства, которые связаны с его наркотическим воздействием на центральную нервную систему. Также в повышенных концентрациях может приводить к летальному исходу.

Таблица 26- Допустимые нормы содержания вредных веществ

Вещество	Предельно-допустимая концентрация разовая, мг/м ³	Предельно-допустимая концентрация среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы (SO ₂)	0,61	0,1
Диоксид азота (NO ₂)	0,089	0,089
Оксид углерода (CO)	3,2	1,3
Сероводород (H ₂ S)	0,092	0,012
Бензол (C ₆ H ₆)	1,5	0,8
Толуол (C ₇ H ₈)	0,6	0,6
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	0,2	0,2
Сероуглерод (CS ₂)	1	1

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

Электрический ток. Поражение электрическим током.

Оборудование, используемое при соляно-кислотной обработке, находится под высоким напряжением.

Для избежания чрезвычайных ситуаций необходим постоянный контроль за качеством изоляции, информирование при помощи специальных знаков о нахождении опасных зон, проведение инструктажей по технике

безопасности [30].

Как таковыми общими требованиями является изготовление и применение защитного заземления и зануления, выравнивание потенциалов, изоляция токоведущих частей оборудования, применение ограждающих устройств.

Методы и средства защиты для обеспечения безопасности от поражения электрического тока должны применяться в соответствии с ГОСТ ССБТ “Электробезопасность”.

Механические опасности

Процесс обработки скважины задействует движущиеся механизмы, опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по выполнению работ. В зоне действия должны отсутствовать посторонние люди, оборудование должно проходить регулярную проверку.

Аппараты под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Для защиты от превышения допустимого давления при производстве работ применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением и проведением инструктажа перед выполнением работ.

Пожарная безопасность.

Объекты в нефтегазодобыче являются взрывоопасными и пожароопасными. Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует уделения особого внимания правилам пожарной безопасности.

Основные правила приводятся в «Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Вещества, которые применяются для тушения пожаров, должны обеспечивать высокую эффективность тушения очага пожара, не должны оказывать вредного воздействия на человека и быть доступными.

В качестве огнегасительных средств для тушения пожаров используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки и т.д. Для тушения электроустановок под напряжением необходимо использовать углекислоту. В насосных установках или агрегатах должны применяться автоматические сигнализаторы горючих веществ и автоматическую пожарную сигнализацию с термоэлектрохимическими датчиками.

Для своевременного контроля за техническим состоянием пожарных средств и сигнализации назначается ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала, прошедших аттестацию в области промышленной безопасности и охраны труда.

В составе промышленного звена в случае пожара должен быть следующий комплект:

- огнетушители ОП-8 и ОУ-8
- багры пожарные ПБТ с металлической сердцевиной и ПБН с насадкой, и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные типа ПКЛ - легкие, ПКТ- тяжелые;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;

5.3 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Литосфера

При разработке месторождения (СКО) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м.

Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разномерных песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магнвиевые с содержанием железа до 5.8 мг/л.

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Атмосфера

Основная деятельность, планируемая на X месторождении – добыча и транспортировка нефти. Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бенз(а)пирена;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;
- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;

- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного [32].

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении процесса соляно-кислотной обработки существует риск возникновения ЧС.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС [31].

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

К наиболее опасным факторам стоит отнести тепловое воздействие и воздушную ударную волну.

Наиболее опасной ЧС происходящей при бурении новых скважин является возгорание пластового флюида.

Для бурения скважины зачастую применяются РУО – углеводородсодержащие растворы, которые относятся к классу легко воспламеняющихся.

В случае возникновения возгорания масштаб может быть значительный, поэтому в первую очередь необходимо проведения мер для предотвращения возгорания.

Все работники должны пройти инструктаж и сдать тестирования на знания техники пожарной безопасности и порядка действий в случае возникновения аварии.

Непосредственно перед началом работ необходимо проведение дополнительного инструктажа.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь требуется покинуть опасную зону, по возможности оказав помощи коллегам.

Удалившись на достаточное расстояние, следует сообщить специальные службы о произошедшем и следовать их инструкциям.

Необходимо помнить, что самое важное при ЧС – сохранение жизни и здоровья сотрудников.

Организационные мероприятия по промышленной безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – основной документ, характеризующий нормы трудового законодательства [25].

В частности «Статья 56» трудового кодекса характеризует трудовой договор как «соглашение между работодателем и работником, в соответствии с которым работодатель обязуется предоставить работнику работу по обусловленной трудовой функции, обеспечить условия труда, предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным

договором, соглашениями, локальными нормативными актами и данным соглашением, своевременно и в полном размере выплачивать работнику заработную плату, а работник обязуется лично выполнять определенную этим соглашением трудовую функцию в интересах, под управлением и контролем работодателя, соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, действующие у данного работодателя».

С учетом того что специалистами, работающими на промысле, будут выполняться работы в том числе и в ночное время необходимо уделить внимание статье 96 – работам в ночное время.

Ночным временем является промежуток с 22 часов до 6 утра, продолжительность работ в данной промежуток должна быть сокращена на час без последующей отработки.

Также крайне важно знать статьи 209 – 231, в которых описаны правила касающиеся охраны труда. К примеру, в статье 212 говорится о том, что работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Помимо этого, в обязанности работодателя входит предотвращение аварийных ситуаций, которые могут оказать негативное воздействие на здоровье сотрудников, в случае получения повреждений в обязанности работодателя входит оказание первой помощи.

Теоретическая часть магистерской работы рассчитана с использованием ЭВМ.

Основным регламентирующим документом по данной части является ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [26].

В данном стандарте описываются общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении расчетов в положении сидя. В нем указаны размерные характеристики рабочего места, зона досягаемости

моторного поля, зона для выполнения ручных операций.

К примеру, для легких по точности работ, к которым относятся использования ЭВМ для мужчин требуется высота рабочей поверхности не менее 750 мм.

При этом очень часто используемые средства отображения информации (монитор ЭВМ) должны располагаться в вертикальной плоскости под углом не более 15° от нормальной линии взгляда.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении полевых работ, приведены в разделе 6.2 [27].

Выводы

Выполненная квалификационная работа направлена на применение метода интенсификации добычи на новых скважинах ЮТМ.

При этом соляно-кислотная обработка – крайне сложный технологический процесс, который производится как в дневное, так и ночное время, при любых температурных условиях. Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используется крупногабаритная техника, а также загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС.

Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательности действий при возникновении ЧС. Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлены методы интенсификации Х нефтегазоконденсатного месторождения. Представлены эффективные методы интенсификации: горизонтальное вскрытие пласта и СКО призабойной зоны пласта. Горизонтальное вскрытие пласта увеличивает дебит нефти и имеет преимущества за счет:

- максимальный охват пласта-коллектора и более высокий дебит;
- увеличение зоны отбора запасов;
- уменьшение обводненности за счёт проводки ГС над ВНК.

Бурение горизонтальных скважин позволяет получить максимальную нефтедобычу, обеспечивая равномерно сближение контактов (ГНК и ВНК).

Интенсификация горизонтального ствола поинтервальной закачкой соляной кислоты позволит равномерно распределить приток нефти по всему интервалу, поддерживая темп добычи нефти в течение длительного периода.

Ключевым критерием выбора технологии ОПЗ (способ закачки) является система заканчивания скважин горизонтальным стволом. Базовым способом проведения ОПЗ в ГС являются поинтервальные обработки при выделении зон кольматации и типа кольматанта. В настоящее время имеется базовая технология для поинтервальных обработок: механическое разобщение с двухпакерной компоновкой. Для ОПЗ в ГС необходимо использовать ГНКТ. На основании проведенного анализа опыта кислотной стимуляции горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах можно сделать следующие рекомендации по селективной обработке для объектов Х месторождения.

Необходимые исследования. Для эффективного размещения кислотного состава необходимо провести комплекс геофизических исследований по определению профилей притока, зон кавернозности и трещиноватости, в том числе характеризующихся предполагаемыми водогазопроявлениями.

Рекомендации по составу кислоты. Кислотный состав должен иметь концентрацию соляной кислоты 12-24% и содержать ингибитор коррозии и модификаторы, обеспечивающие совместимость с пластовыми флюидами.

Также могут быть рекомендованы самоотклоняющиеся кислотные композиции, но обязательно в комплексе с соляно-кислотными составами. Способ доставки реагентов в интервал обработки. Для обработки должна применяться ГНКТ. В зависимости от предложенной технологии в качестве возможных вариантов следует рассмотреть применение предохранительного клапана на конце ГНКТ. Время технологического отстоя на реакцию должно быть около 24 часов. Такой длительный период обусловлен низкой скоростью растворения доломита при существующей низкой пластовой температуре.

Основные преимущества технологии:

- низкие риски прихвата оборудования в ГС;
- одна спускоподъемная операция;
- возможность многоцикловых закачек;

Основные недостатки технологии:

- невозможность промыть ГС от песка;
- неуправляемая селективность и адресность закачки реагентов.

Освоение должно проводиться в объеме не менее 2-кратного объема закачанной жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1- 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.

2- 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.

3- 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.

4- 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).

5- Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.

6- 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.

7- 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.

8- 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.

9- 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.

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

11- Патент № 2293101 Российская Федерация, МПК С09К 8/72(2006.01), E21В 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.].

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

13- 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.

14- 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.

15- 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.

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

17- 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-ostatocnyh-neftey> (дата обращения: 25.02.2023).

18- 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.

19- 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.

20- 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.

21- 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.

22- Дополнение к технологической схеме разработки Х нефтегазоконденсатного месторождения, 2021.

23- Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1996.

24- ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

25- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26- СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

27- СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования по микроклимату производственных помещений.

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

29- Карапузов И. А. Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа: поиск рационального решения по снижению нагрузки на окружающую среду / И. А. Карапузов, М. С. Егорова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI Всероссийской научно- технической конференции, 2-4 декабря 2015 г., Томск: в 2 т. — Томск: СКАН, 2015. — Т. 2. — [С. 199-201].

30- Кисловец Р.М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения /Р.М. Кисловец В.П. Митрофанов, В.В. Тереньтьев. — Пермь: ПермНИПИнефть– 1996 г.

31- Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского Лицензионного участка). АО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003г

32- Рябченко В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куломбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз"/В.Н. Рябченко, Н.А. Зоценко. — Красноярск, Россия, 2011. 31с.

33- Amyx J.V., Bass, D.M., Whiting R.L. "Petroleum Reservoir Engineering". McGraw-Hill Book Company. New York, 1960.

34- Alvarado V., Thyne G., Murrell G.R. Screening Strategy for Chemical Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2008. N SPE-115940-MS. DOI: 10.2118/115940-MS.

35- Jirjees Ali Y., Abdulaziz A.M. Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq. Influences Egyptian Journal of Petroleum. 2019. Vol. 28. Iss. 4, p. 383-392.

36- Badruzzaman, A., Badruzzaman, T., Zalan, T.A., et al. 2004. "Multi-Sensor Through-Casing Density and Saturation Measurement Concepts with a Pulsed Neutron Source: A Modeling Assessment," SPE International Petroleum Conference, Mexico.

37- Wagner, O.R. 1977. The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities—Field Results. J Pet Technol 29 (11): 1410–1416.

38- Howell, W.D., Armstrong, F.E., and Watkins, W. 1961. Radioactive Gas Tracer Survey Aids Waterflood Planning. World Oil 41 (2): 152.

39- Schiltius, R, Review of Hydrocarbon Reservoir. Journal of N.A.P.E. (Nigeria Association of Petroleum Explorationist). Vol.1, pp.12.

Приложение (А)

Раздел 1

(наименование раздела)

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Плотников Антон Иванович		

Консультант школы отделения (НОЦ) 21.04.01 Нефтегазовое дело :

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

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы базовой инженерной подготовки отделения иностранных языков):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Geological-field Characteristics of Carbonate Reservoirs During the Development of Oil and Gas Condensate Fields

Carbonate reservoirs are mainly composed of limestone and dolomites. Unlike terrigenous reservoirs, they are characterized by a large variety of hollow space structure, less shaliness and lower porosity cutoff. Their capacitive properties are primarily determined by fracturing and subsequent leaching. Carbonate reservoirs may have permeability up to $0.3 - 1 \mu\text{m}^2$ and porosity up to 20 – 35%. Usually such rocks are lumpy, loose, poorly cemented (cement content up to 10%). Initial water saturation in the deposit does not exceed 5-20%. Medium-porous and medium-permeable carbonate reservoirs are characterized by a lower porosity (12-25%) and permeability ($0.01-0.3 \mu\text{m}^2$) due to secondary change of pore space (diagenesis and catagenesis) and higher degree of cementation (10 - 20%). Carbonate reservoirs with high porosity and permeability may be decent objects for development. In turn, the development of low-permeable, low-porous carbonate reservoirs is difficult and low-efficient.

The main properties of oil reservoirs, which influence the development and exploitation of oil fields and the process of water encroachment, are the following: material composition, porosity, permeability, specific surface.

One of the most important characteristics of the collector is the specific surface of the porous medium - the ratio of the pore surface area to the volume or mass of the porous medium. Due to the small size of single grain and the high density of laying, the total surface area of the rock reaches enormous numbers. For high porous, high-permeable reservoirs, the specific surface area does not exceed 500-1000 $\text{cm}^2 \cdot \text{cm}^{-3}$ of rocks, and for aleurolites, polymict and low-permeable carbonates it reaches 10,000-30,000 $\text{cm}^2 \cdot \text{cm}^{-3}$ ($0.5-1.5 \text{ m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$) [14].

The specific surface of the porous medium is related to the porosity and permeability by the following ratio:

$$S = G \cdot \frac{m}{\sqrt{k}} \cdot \sqrt{m}, \quad (19)$$

where S is the specific surface; m is the porosity; k is the permeability; G is an empirical coefficient of $7 \cdot 10^3$ to $10 \cdot 10^3$ for different reservoirs.

This characteristic is important for the application of water suppression methods in oil wells. Any solutions of chemicals, being in the formation for a long time, interact with its surface. This is accompanied by processes of chemical reagents adsorption, destruction of molecules, ion exchange between solutions and surface, dissolution of salts.

Reservoir properties of carbonate rocks. Only biomorphic, organogenic, and irradiated carbonate rock may have high values of effective porosity, permeability, oil and gas saturation. Hollow space in these rocks was not subject to the secondary changes (saline deposits), consequently reservoirs are characterized by low capacitance and filtration properties.

The capacitive properties of carbonate reservoirs are related to the porosity of the matrices, and the filtration properties are related to the fracture of the rocks. The quality of fractured rocks, as an oil reservoir, is characterized by the opening of cracks, their number, the thickness of cracks. The opening of the cracks varies between 14 and 80 μm^2 . The fracture density at any point in the formation is characterized by the bulk fracture density:

$$T = \frac{\Delta S}{\Delta V}, \quad (20)$$

where ΔS is the half of the surface area of all cracks in some elementary rock volume ΔV .

The fractured porosity is determined by the ratio of the cracks volume to the rock sample volume:

$$m_f = b \cdot T, \quad (21)$$

where m is the fractured porosity (decimal quantity); b is the opening of the cracks height (mm).

The permeability of fractured rock is determined by the formula:

$$k_f = 85000 \cdot b \cdot m_f \quad (22)$$

where k_f is the permeability of the fractured rock.

Due to the low porosity and permeability of carbonate reservoirs, the development process will be extremely inefficient. However, the fracturing of the rock increases permeability and allows the development of these reservoirs. In addition, the most important parameter for the productivity of formations is the oil saturation.

Oil saturation of a rock (S_o) is the ratio of the volume of open pores in a rock sample occupied by oil (V_o) to the total volume of empty space (V_p) [1].

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \cdot 100\% \quad (23)$$

Reservoir properties of the rocks influence the quantity of the oil saturation.

$$S_o = \frac{V_o \cdot \rho_r}{m \cdot G} \quad (24)$$

where V_o is the sample oil volume (m^3); ρ_r is the density of the rock ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$); m is the open porosity factor (decimal quantity); G is the sample liquid mass (kg).

Currently, recoverable reserves from Jurassic sediments account for 29% of the total Western Siberia reserves (Fig. 15, 16; Table 25). At the same time, the output of even the Vasyugan retinue in the Jurassic deposits most involved in the development, is only 28.8%. The Middle Jurassic deposits, which contain the maximum reserves of the Jurassic oil play, are only 8.6%. This is primarily due to the low filtration and capacitance properties of reservoir rocks, which form the sediment data, and the high partitioning ratio [34].

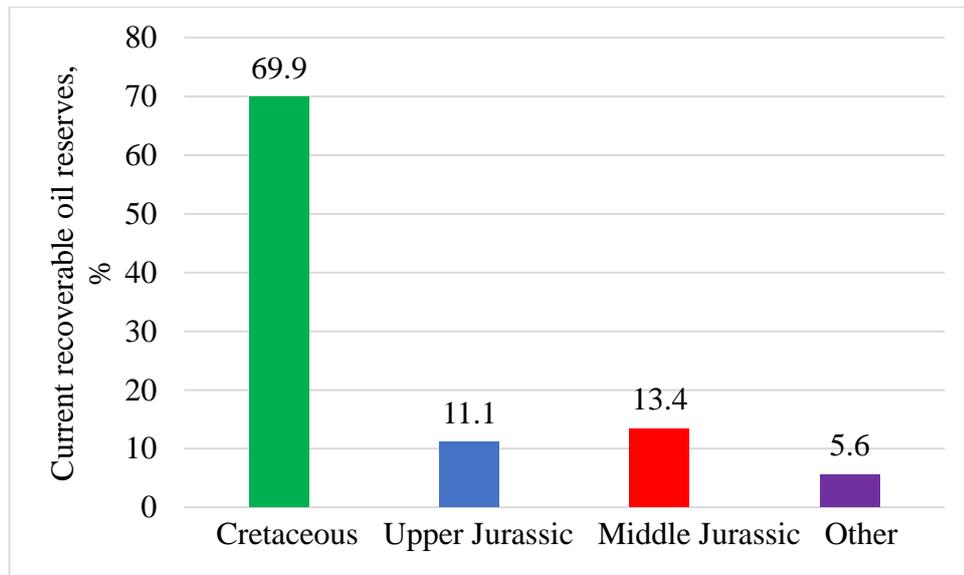


Fig. 16. Distribution of residual recoverable oil reserves of Western Siberia by oil and gas play

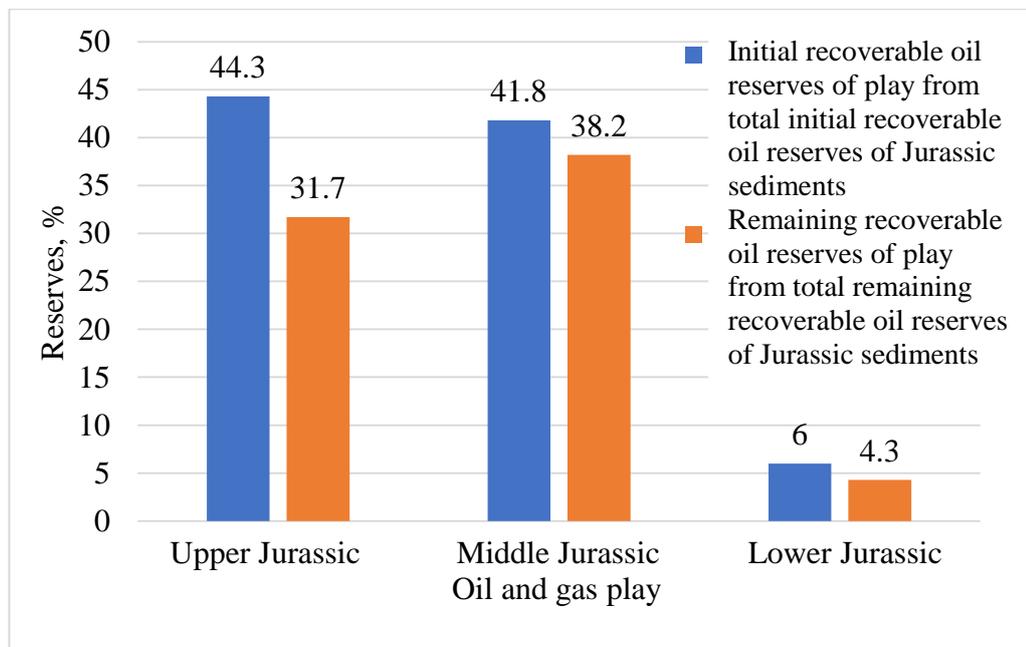


Fig. 17. Structure of reserves of the Jurassic oil and gas play of the West Siberian oil and gas bearing province

Therefore, more than 55 % of the residual recoverable reserves are in formations with a permeability of less than 0.03 μm .

Table 30. Main indicators of involvement in the development of Jurassic deposits of Western Siberia

Oil and gas play	The current recoverable oil reserves of the play from total hard-to-recover (HTR) reserves in Western Siberia, %	Reserves recovery, %	Reserves production ratio, years	Recovery rate, %
Upper Jurassic (Vasyugan suite)	11.1	28.6	42.1	2.4
Middle Jurassic (Tyumen suite)	13.4	8.6	239.2	0.4
Lower Jurassic	1.5	28.2	128.6	0.8

The analysis of data on the geological structure and oil bearing of the Jurassic play in the central and south-western 15 regions of Western Siberia allows stating that, under the influence of the more productive Cretaceous play, the study of Jurassic deposits lagged in time and intensity. In fact, on a serious scale, research is carried out only in the last 10-15 years.

According to data on the degree of involvement in the development of various geological plays depending on the indicator of hydroconductivity for Western Siberia showed that the most fully developed oil reserves are the ones of Cretaceous and Upper Jurassic deposits, while the reserves of the Middle and Lower Jurassic deposits are practically not developed. Hydroconductivity characterizes the ability of the reservoir formation to pass a liquid that saturates its pores through itself.

Thus, changing in hydroconductivity values between 0.1 and $1 \mu\text{m}^2 \cdot \text{m} \cdot (\text{MPa} \cdot \text{s})^{-1}$ resulted in the following values of the involvement of oil reserves development: the Cretaceous play - 56.3%, the Upper Jurassic play - 86.7%, the Middle Jurassic play - 25.2% (Fig. 18). It should be noted that at other hydroconductivity values, for instance, less than $0.1 \mu\text{m}^2 \cdot \text{m} \cdot (\text{MPa} \cdot \text{s})^{-1}$ and more than $1 \mu\text{m}^2 \cdot \text{m} \cdot (\text{MPa} \cdot \text{s})^{-1}$, no reserves of Jurassic sediments are being developed.

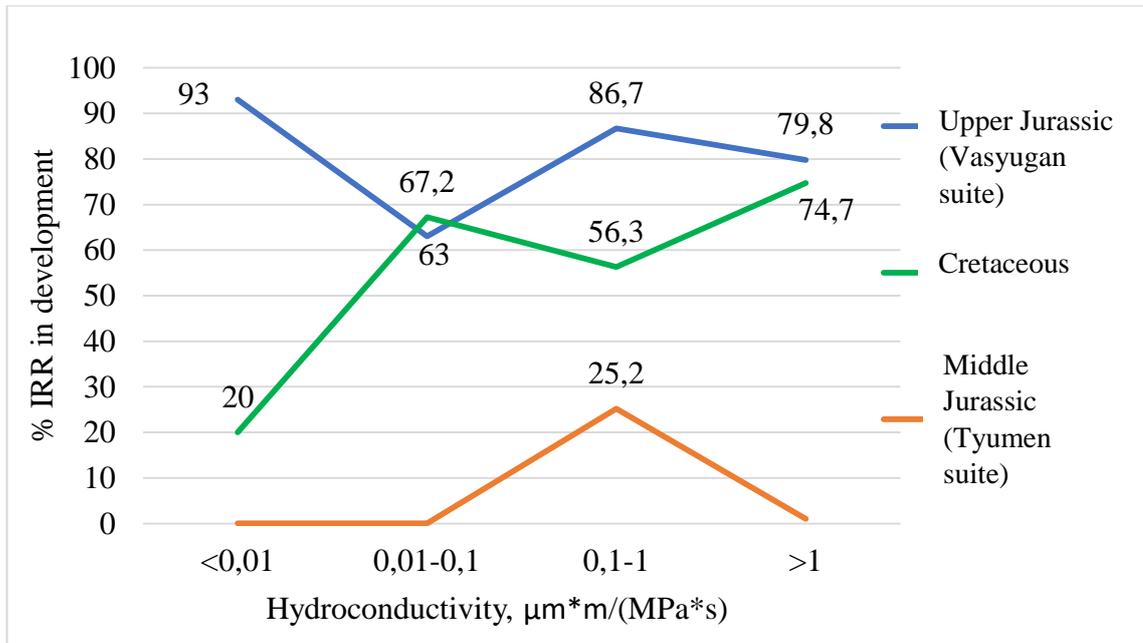


Fig. 18. Extraction of initial recoverable reserves (IRR) of oil by geological plays depending on hydroconductivity

Results of the analysis shows, that the Upper Jurassic reserves are closer to the Lower Cretaceous in terms of development degree, while the oil deposits in the Middle Jurassic sediments occupy a special position requiring new technological approaches.

Residual reserves are in oil reservoirs that have been mined by water flooding for a long time. The main development period is characterized by advanced production of the best-quality oil reserves, for which the production of initial recoverable reserves (IRR) can reach more than 80%. As for secondary objects, the yield does not exceed 40%. Uneven exploitation of reserves can lead to the formation of hard-to-recover reserves [35].

There are several reasons of residual oil formation:

1. Complexity of geological structure due to macro-heterogeneity of formations (lenses, compartmentalization, intermittency);

Macro-level residual oil formed in formations not covered by the development process due to macro-homogeneity of the reservoir, i.e. abrupt lithological variability and intermittency of the productive rocks. These are bypassed

hydrocarbons, various types of untreated props, stagnant zones, lenses. The reservoirs and the residual oil contained therein shall retain their original properties [36].

2. Permeability heterogeneity (0.01 to 3~4 μm);

In the case of low-permeable reservoir formation, there is an increase in the saturation of the displacement phase directly abroad of the permeability jump, which leads to an additional fall in phase permeability through oil already in the zone of low permeable formation.

Therefore, in the field of drastic permeability change due to layer heterogeneity, an abnormally low phase permeability zone is formed through oil, which causes blockage of part of the recoverable oil reserves [36].

3. Oil viscosity. Range of variation at water flooding - from 1-5 to 30 MPa·s;

Higher oil viscosity compared to water viscosity contributes to reducing oil recovery. With increased oil viscosity, different local physical heterogeneities become more apparent. It contributes to appearance of small numerous areas bypassed by the water front and poorly drained.

When the oil is filtered in the porous environment of the formation there is a shear and, therefore, extraction of the most mobile components. The heavier components fall behind in the case of a hydrophilic reservoir when the oil is in the middle of the pore space or are in the form of a film on the surface of the pores if it has a hydrophobic type of wetting. Therefore, the residual oil is characterized by a higher density and viscosity than the produced oil [37].

4. Pocketing

5. Oil phase change;

It is also possible to change the phase state of the oil due to the loss of solid paraffin as a result of cooling of the formation by injected water. Particularly deep oil conversion occurs when the phase state of the oil system changes due to solid paraffins fall out when thermobaric conditions in the formation change. There is a redistribution of components between the oil extracted and the oil remaining in the formation. It manifests itself in an increase in the residual oil content of oil

hydrocarbons. In the extracted oils, heavy alkanes account for only 20-24%. In the residual oil their share corresponds to 69 - 74% [37].

6. Oil-water zone;

7. Residual oil saturation in the watered formation by way of film or drip oil;

In a hydrophilic reservoir, water, like a wetting phase, sticks to the surface of the rock and washes the oil. In this case, residual oil saturation in the form of a globule or a drop is formed in pore. In a hydrophobic reservoir, water, like a non-sumaturous phase, will move along the central pore, not pushing oil away from the walls of the rock. This type of residual oil is called film [35].

8. Microheterogeneity of the reservoir (capillary dimensions from 10^{-4} to 1 cm);

The heterogeneity of the structure, properties and composition of rocks requires the appearance of areas not washed with water and poorly drained with gas.

9. Porous medium specific surface - from $0.05-3$ to 10^{-4} $\text{cm}^2 \cdot \text{cm}^{-3}$;

The oil recovery is strongly influenced by the specific surface of the rocks. Oil hydrophobicizes the surface of the solid phase and the part of it in the film state can be removed from the formation only by special methods [14].

10. Change (deterioration) in residual oil properties (action of interfacial molecular forces from 18 to $30 \text{ mN} \cdot \text{m}^{-1}$);

The residual oil in the watered formations is held by surface molecular forces.

11. Drilling of fields with not optimal well coverage;

12. Imperfections of the applied technologies;

13. Allocation of multi-layer production facilities;

The predominant type of residual oil largely determines the choice of enhanced oil recovery methods (EOR). The residual oil saturation in the form of droplets or film is estimated to range from 0.15-0.20 to 0.7, and the maximum size of oil accumulations is several millimeters. The size of the accumulations of capillary-held oil is estimated from tens of centimeters to several meters. The recovery of oil produced in the formation due to the incomplete coverage of the formation can reach hundreds of meters.

There is an experimental method for determining residual oil saturation in laboratory conditions, based on the process of displacing oil with water from core samples. The displacement of oil occurs when water is pumped at a constant rate of not more than 2 meters per day.

The determination of the residual oil saturation, with greater accuracy, is carried out by weight method after the injection of water during the weighing of the core sample in water and in air. The oil displacement process under these conditions allows to determine the saturation of reservoir rocks with similar capacitance and filtration properties. The simplified calculation procedure, which exempts from liquid density measurements, describes the determination of the residual oil by weight of a sample saturated with water in the oil to produce an initial oil saturation.

Residual oil saturation factor, determined with weight method, is calculated by formula:

$$k_{o.res} = \frac{M_w - M_a}{K_p(M_o - M_w)}, \quad (25)$$

where M_w is the water saturated sample mass in water (kg); M_o is the water saturated sample mass in oil (kg); M_a is the sample mass after the experiment with water and oil (kg); K_p is the porosity (decimal quantity).

Currently, the calculation of the residual water saturation from the cores produced by the flat-water drilling is considered to be a direct method for determining the oil saturation factor [38].

$$k_o = 1 - k_w, \quad (26)$$

where k_w is residual water saturation factor (decimal quantity), which characterizes water content in open voids physically connected to rock.

There are also other methods of oil saturation determining. Methods, based on geophysical data, are indirect and their application requires careful consideration of all factors affecting the quality of the results.

Thus, in the water-bearing mode of operation of the deposit there is a method for determining the residual saturation factor ($k_{o.res}$) by formula:

$$k_{o.res} = k_1 + k_2, \quad (27)$$

where k_1 is the residual saturation factor for the rectilinear movement of the water front during development, calculated by the formula (11); k_2 is the residual saturation factor for the non-rectilinear movement of the water front in the deposit with formation of the spreaders of unrecovered oil.

$$k_1 = k_{min} + k_{\text{БИТ}}, \quad (28)$$

where k_{min} is the minimum residual oil saturation factor, determined experimentally when the water volume passing through the rock sample is many times larger than the pore volume. If no laboratory data are available, k_{min} is determined by the formula [38]:

$$k_{min} = 1 + k_{o.max}, \quad (29)$$

where $k_{o.max}$ is the the maximum possible oil recovery factor. It is a function of rock permeability, determined by the permeability coefficient (Table 26).

Table 31. Calculation of the maximum possible oil recovery factor

$k_{perm} (\mu\text{m}^2)$	0,3–0,8	0,8–2	>2
$k_{o.max}$ (decimal quantity)	0,65–0,75	0,7–0,8	0,75–0,8

k_d is the displacement factor, characterizing the residual oil saturation due to incomplete oil displacement in the development process; depends on the water content in the production of wells and on the ratio of viscosity of oil and water in formation conditions $\mu_0 = \mu_o/\mu_w$ (Table 32).

Table 32. Calculation table for the determination of k_d .

Final water cut, %	k_d при μ_o/μ_w				
	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

Residual oil saturation factor (k_2) is determined by the development model applied.

1. When the oil water contact (OWC) moves one-way to the last series of production wells (one-way tightening of the oil-bearing contour) k_2 is determined by the formula (30).

2. When the OWC moves two-way to the last production well sets (Fig. 19) k_2 is determined by dependence (31).

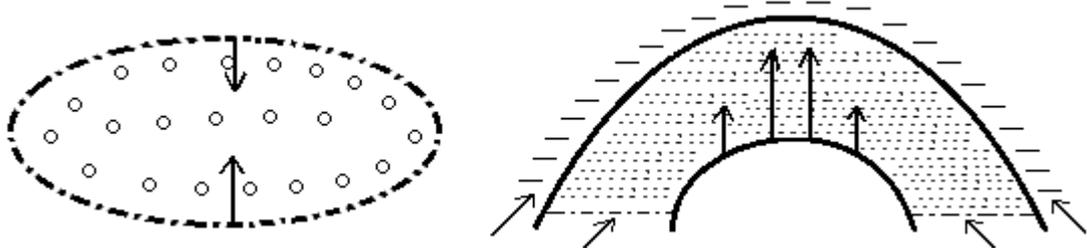


Fig. 19. Two-way OWC moving model

$$k_2 = \frac{4\varepsilon \cdot L^2 \cdot h' \cdot (n' - 1) \cdot K'_{por}}{V}, \quad (30)$$

$$k_2 = \frac{8\varepsilon \cdot L^2 \cdot h' \cdot (n' - 1) \cdot K'_{por}}{V}. \quad (31)$$

where ε is the relative loss factor, depends on the water content of the last contraction well and the oil-water viscosity ratio; L is the half the distance between the wells within the last contracting wells (m); h' is the average value of effective oil-saturated formation thickness within the last contracting wells; K'_{por} is the average value of open porosity factor within the last contracting wells; n' is the number of production wells in the last row; V is the volume of hollow space of the formation productive part, $V = F \cdot h_{ef} \cdot K_{por}$ (m³) [38].

Oil field development monitoring involves obtaining information on the state of the productive formations and changes occurring therein in the process of displacing hydrocarbons, in order to choose a scientifically based system of exploration of deposits, optimum management of the fluidic extraction rate, ensuring maximum extraction of oil and gas from the Earth's subsoil using geophysical methods.

Geophysical methods for determining residual oil saturation include [39]:

- Tracer compound method

The tracer compound method is intended to assess the residual saturation of the near-surface formation. The essence of the method is that substances exhibiting various anomalous physical properties relative to the environment are introduced into rocks or well fluid. The presence of it is reliably allocated by exploratory geophysical methods.

Radioactive isotopes (radioactive isotope method) and substances with abnormally high thermal neutron capture cross-section (neutron tagging method) can be used as tracer compound. In the first case, the measuring in the well shall be carried out with the use of the gamma-ray logging, in the second case with the pulsed neutron logging.

The tracer compound method is one of the most time-consuming and expensive methods of oil development monitoring. Its use is justified only when other methods do not reliably solve the problem.

The radioactive isotopes are embodied in the form of elements which give a rigid gamma radiation, are soluble in the liquid, have relatively small half-lives and exhibit the necessary adsorption properties. The most commonly used isotopes are: ^{59}Fe , ^{95}Zr , ^{131}I , ^{51}Cr [39].

- Pulsed neutron logging method

The method is intended to quantify the initial, current, and residual oil saturation. The most effective way to use pulsed neutron logging is to make repeated measurements over time in the process of changing reservoir saturation. Such changes may be caused by the natural dissolution of the penetration zone, the formation water flooding during their production, targeted technological operations involving the injection into the rocks of solutions with abnormal neutron-absorbing properties.

The physical basis of the method is the application of pulsed neutron logging in the integral modification at the irradiation of a well and a rock by rapid neutrons from a pulse source, and the measurement of the distribution in time of the integral

density of thermal neutrons or gamma quanta, formed by nuclear reactions of scattering and neutron capture. Pulsed neutron-neutron thermal logging and pulsed neutron gamma logging are distinguished depending on the radiation to be detected. For both types of logging, the measured values are the counting speeds in the time windows, the main calculated values are macro-location of thermal neutron capture units equal to 10^{-3} cm^{-1} , and the water-saturated porosity of rocks (%).

The quantitative estimation of reservoir saturation according to pulsed neutron-neutron thermal logging data is based on the relations between the average lifetime of thermal neutrons in rocks, and the nature and content of saturating fluids. The reduction of the thermal neutrons density over time in a homogeneous medium occurs by an exponential law with an intensity determined by the neutron-absorbing properties of the medium.

The apparatus is a receiving probe (pulsed neutron logging) containing a fast (14 MeV) neutron emitter, one or two thermal neutron or gamma radiation detectors.

$$k_{\text{H.OCT}} = 0,3558 \cdot k_{\text{HH}} + 0,1055. \quad (32)$$

In addition, there is a generalized approach for estimating residual oil saturation and oil displacement factor by water in reservoirs of Western Siberia oil fields with low permeability (less than 10 mD) by the formula (33).

$$k_{o.res} = 0.3558 \cdot k_{o.sat.} + 0.1055. \quad (33)$$

Calculations are made on the basis of data on the parameters of oil displacement by water in the fields of Western Siberia (annex 1).

Table 33. Capacitance and filtration properties ranges for low-permeability collectors

Parameter	Symbols	Value		
		min	max	average
Formation permeability (mD)	K_p	0.8	9.6	3.8
Initial oil saturation (%)	$K_{o.in.}$	43	66.1	53.6
Residual oil saturation (%)	$K_{o.res}$	22	36.4	30.1
Water flood oil recovery factor (decimal quantity)	K_d	0.363	0.467	0.429

Figure 20 shows that there is a correlation between an increase in residual oil saturation in the formation and an increase in the initial oil saturation.

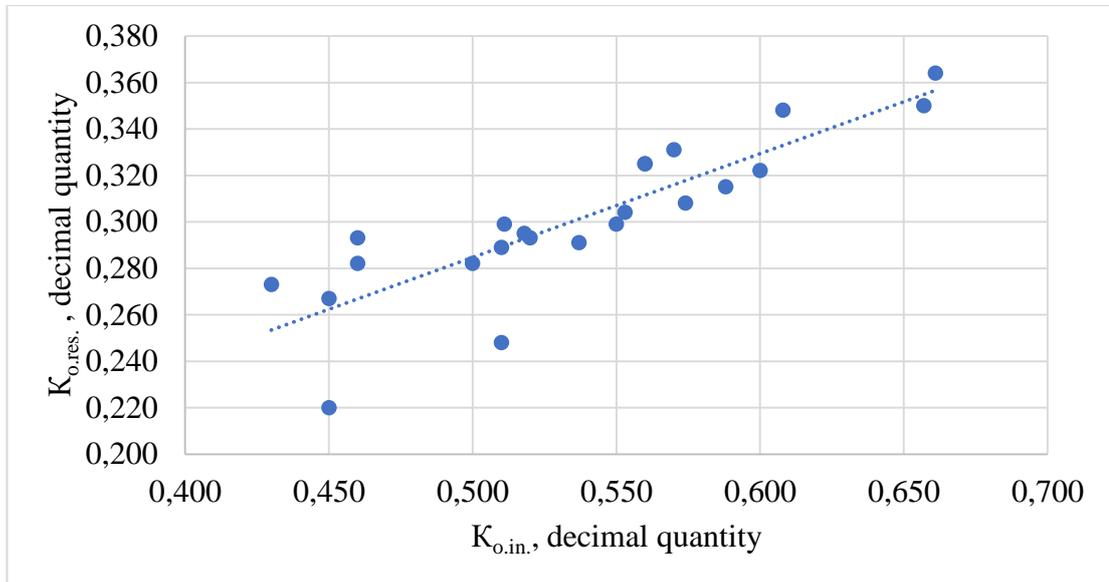


Fig. 20. Dependence of residual oil saturation $K_{o.res.}$ on initial oil saturation $K_{o.in.}$.