

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.023.623(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Файзрахманова Маргарита Руслановна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023г.

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

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

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Файзирахманова Маргарита Руслановна

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№39/66с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

14.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Оценка геологических характеристик карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, формирование пород-коллекторов в доюрских карбонатных отложениях, анализ фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Западной Сибири, осложнения при разработке карбонатных коллекторов, влияние естественной трещиноватости коллектора на продуктивность скважин, применение современных технологий по увеличению трещиноватости карбонатных коллекторов, методы определения трещиноватости карбонатных коллекторов, анализ применения современных технологических решений по увеличению трещиноватости на нефтяных</p>

	месторождениях, прогноз изменения трещиноватости в результате применения геолого-технических мероприятий, выбор основных показателей проведения КГРП на месторождении X ₂ , эффективность применения КГРП на пласте М ₁ месторождения X ₂ .
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

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

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Файзрахманова Маргарита Руслановна		10.02.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Файзрахманова Маргарита Руслановна

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Оценка геологических характеристик карбонатных коллекторов нефтяных месторождений	30
03.04.2023	Применение современных технологий по увеличению трещиноватости карбонатных коллекторов	30
24.04.2023	Эффективность применения кислотного гидроразрыва пласта на объекте М ₁ месторождения Х ₂	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Файзрахманова Маргарита Руслановна		10.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 104 страницы, в том числе 15 рисунков, 18 таблиц. Список использованных источников содержит 41 источник.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, трещиноватость, технологии повышения продуктивности, показатели разработки.

Объектом исследования являются карбонатные коллекторы нефтяных месторождений Западной Сибири.

Цель исследования – повышение эффективности разработки нефтяных залежей карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири.

В данной работе оцениваются геологические характеристики карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири. Анализируются особенности их формирования, а также фильтрационно-емкостные свойства, такие как пористость, проницаемость и трещиноватость. Изучается влияние трещиноватости коллектора на продуктивность скважин.

Представлены наиболее эффективные технологии по увеличению трещиноватости: соляно-кислотная обработка и кислотный гидравлический разрыв пласта. Прогнозируется изменение трещиноватости при проведении геолого-технического мероприятия, а также обосновывается выбор основных его параметров. По результатам сделан вывод об эффективности проведения ГТМ.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	12
1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	14
1.1 Формирование пород-коллекторов в доюрских карбонатных отложениях	16
1.2 Анализ фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Западной Сибири.....	20
1.3 Осложнения при разработке карбонатных коллекторов.....	33
1.4 Влияние естественной трещиноватости коллектора на продуктивность скважин.....	36
2 ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	40
2.1 Методы определения трещиноватости карбонатных коллекторов	40
2.2 Анализ применения современных технологических решений по увеличению трещиноватости на нефтяных месторождениях	51
2.3 Прогноз изменения трещиноватости в результате применения геолого-технологических мероприятий	59
2.4 Выбор основных показателей проведения кислотного гидроразрыва пласта на месторождении X_2	66
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ M_1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ X_2	70
4 ФИНИСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
4.1 Техничко-экономическое обоснование проведения соляно-кислотной обработки	78
4.2 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотной обработки	80
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.2 Производственная безопасность при проведении кислотной обработки .	87
5.2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов	88
5.2.2 Анализ потенциальных опасных производственных факторов	89
5.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	92

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации	93
5.3.1 Защита атмосферы	93
5.3.2 Защита гидросферы.....	94
5.3.3 Защита литосферы.....	94
5.4 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	95
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

ВВЕДЕНИЕ

Карбонатные коллекторы – вторые по популярности после терригенных. Число месторождений с карбонатными коллекторами возрастает, также увеличивается и уровень добычи нефти из подобных залежей. По некоторым оценкам в карбонатных породах сосредоточено от 35 до 48% запасов нефти в мире [1], поэтому разработка трещиноватых коллекторов является актуальной задачей. Нефтяные месторождения с карбонатными коллекторами открыты в странах Ближнего Востока (Иран, Ирак), Канаде, США и России (Прикаспийская впадина, Восточная и Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Северный Кавказ). Несмотря на то, что количество таких месторождений довольно значительно, проектирование разработки нефтяных залежей осуществляется с недостаточным учетом естественной трещиноватости и деформации пород-коллекторов, оказывающих существенное влияние на продуктивность и производительность скважин [2].

Карбонатные коллекторы в основном состоят только из двух породообразующих минералов – кальцита и доломита. Они состоят из низкопроницаемых матричных зон и трещин. При разработке таких сложнопостроенных объектов продуктивность скважин зависит от раскрытости и проницаемости трещин, их относительной емкости и взаимной сообщаемости между трещинами и матрицей, от распространения естественных трещин по площади и разрезу залежей. Указанные параметры и факторы по-разному проявляются на отдельных участках залежей в процессе их разработки, зависят от литологии пластов, изменения отношения пластовых и забойных давлений к боковому горному давлению, определяя сложный характер изменения продуктивности скважин.

Определению и оценке параметров трещин, их изменению при разработке нефтяных залежей посвящено незначительное количество работ. В этой связи вопросы оперативной оценки параметров естественных трещин и коэффициентов продуктивности добывающих скважин, возможности их

прогнозирования в процессе разработки нефтяных месторождений на территории Западной Сибири являются одними из актуальных и приоритетных.

Целью работы является: повышение эффективности разработки нефтяных залежей карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Оценить геологические характеристики карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири.

2. Выбрать и обосновать применение современных технологий по увеличению трещиноватости карбонатного коллектора на месторождении X₂.

3. Привести рекомендации по применению комплексного подхода при изучении влияния трещиноватости и повышения эффективности методов ее увеличения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

РФ – Российская Федерация

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

АК – Акустический каротаж

ГОСТ – Межгосударственный стандарт

США – Соединенные штаты Америки

ГЭС – Гидроэлектростанция

ВНК – Водонефтяной контакт

ГНК – Газонефтяной контакт

ГДИС – Гидродинамические исследования скважин

КВД – Кривая восстановления давления

ГДИ – Гидродинамическое исследование

ИД – Индикаторная диаграмма

КПД – Кривая падения давления

КСД – Кривая стабилизации давления

РИГИС – Результат интерпретации геофизических исследований

скважин

ИК – Индукционный каротаж

ПЗП – Призабойная зона пласта

ПАВ – Поверхностно-активное вещество

КО – Кислотная обработка

ГРП – Гидроразрыв пласта

КГРП – Кислотный гидроразрыв пласта

ППУ – Паропередвижная установка

АДПМ – Агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

ГТМ – Геолого-техническое мероприятия

СКО – Соляно-кислотная обработка

ГКО – Глинисто-кислотная обработка

НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых

ОПЗ – Обработка призабойной зоны

СИЗ – Средство индивидуальной защиты

ПДК – Предельно допустимая концентрация

КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика

ПДВ – Предельно допустимый выброс

ПДС – Предельно допустимый сброс

ИП – Индекс продуктивности

1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По всему миру при поисково-разведочных работах приходится иметь дело с карбонатными горными породами. В прошлом такие плотные породы, залегающие на больших глубинах, рассматривались, как неколлекторы или в лучшем случае как так называемые «полуколлекторы» (по классификации М.К. Калинин, 1958).

Карбонатные породы изучались ограничено, главным образом как непосредственно минеральное сырье, используемое в различных областях промышленности в качестве строительных материалов, в металлургии, в химической промышленности и т.д. Только после открытия в 30-х годах XX столетия значительных скоплений нефти в карбонатных породах стран Ближнего Востока (Иран, Ирак и др.), а затем в конце 40-х годов — в девонских «риффах» Канады, карбон-пермских риффах США (Техас) и в карбонатных отложениях Советского Союза (Приуралье, Русская платформа) интерес к этим породам резко возрос. Они приобрели огромное экономическое значение как возможные нефтяные резервуары [3].

В 1940-1960-х годах наряду с активным изучением карбонатных пород велось выяснение и описание условий их залегания и геологического прошлого. Большой объём бурения на эти породы вызвал поступление огромного нового фактического материала. Параллельно с этим совершенствовались и разрабатывались новые методы изучения карбонатных пород, методы определения структурных (и количественных) соотношений карбонатных материалов, слагающих эти породы (кальцита и доломита). Стали применяться методы термического и рентгенометрического анализов, были модернизированы методы химического карбонатного анализа.

Изучение процессов современного карбонато-образования особенно усилилось в 50—60-е годы, когда стало разворачиваться морское бурение, связанное с выявлением морских нефтяных ресурсов. В эти же годы начались

исследования океанических осадков. Первое совещание по современным морским осадкам состоялось в Москве в 1960 г. Начиная с этого времени в отечественной и зарубежной периодической печати появляются все более многочисленные публикации по вопросам современного морского, главным образом шельфового, и частично океанического седиментогенеза, в том числе и об образовании и накоплении карбонатных осадков. Данные зарубежных исследований современных доломитовых осадков были обобщены в 1970 г. Н. М. Страховым [4].

Проблемой изучения и разработки таких месторождений занимались многие исследователи, которые внесли большой вклад в понимание геологического строения, структурных особенностей и фильтрации флюида:

1. Разработкой классификационных схем карбонатных пород занимались В.А. Кинда и Д.С. Огороков (1933) – «Диаграмма состава карбонатных пород», С.Г. Вишняков (1933) – Схема разделения ряда известняк-доломи, Ф. Петтиджон (1949) составил генетическую классификацию известняков, С.С. Виноградов (1961) – Генетическая классификация доломитов, В.К. Киркинская (1969, 1973) – Классификационная схема известково-доломитовых пород, а также Дж. Чиллигар и Р. Фейрбридж (1962), Ю.И. Марьенко (1978).

2. Аспекты проблемы карбонатных коллекторов нефти и газа были рассмотрены в работах Ю. И. Марьенко (1974), А. М. Иванова (1976), К. И. Багринцевой (1977), Р. С. Копыстьянского (1978), а также в монографии Е. М. Смехова (1974), в которой излагаются результаты методических и теоретических исследований закономерностей размещения карбонатных коллекторов.

3. Исследованиям трещиноватости карбонатных коллекторов, их оценки и влияния на разработку залежей посвятили свои работы К.И. Багринцева (1980), Майдебор В.Н. (1980), Наказная Л.Г. (1972), Овчаренко А.В. (1985). Были сделаны выводы о том, что трещиноватость, уступающая по

емкости пористости и кавернозности, играет важную роль в ФЕС карбонатных коллекторов.

В этих исследованиях первостепенное значение имеют разработанные наиболее вероятная модель трещинного коллектора и принципиальная схема классификации коллекторов, основанные на современных представлениях об их условиях фильтрации и емкости [5].

1.1 Формирование пород-коллекторов в доюрских карбонатных отложениях

При исследовании нефтегазоносности карбонатных пород особое внимание уделяют изучению условий формирования коллекторов и сохранения их свойств при погружении. Различные условия осадконакопления, энергия гидродинамической среды и ее экология, тектонические движения, скорость погружения осадков, термодинамические условия – все эти факторы, проявляются в создании карбонатного массива. Данный процесс является многостадийным, так как карбонатная толща неоднородна по физическим и фильтрационно-емкостным свойствам, склонна к образованию трещин, растворению и выщелачиванию. Анализируя особенности состава карбонатных отложений, мощность продуктивных пластов, пространственную изменчивость типов и свойств коллекторов в пределах природного резервуара, рассмотрим степень влияния отдельных факторов на развитие пустотного пространства. [6]

Одними из первых факторов при формировании коллекторов в карбонатных породах является трещиноватость, обусловленная тектонической раздробленностью, а также их способность развития трещин в пористых и плотных матрицах. За счет этого создаются пути фильтрации, по которым происходит проникновение в породу газожидкостных флюидов (подземных вод, глубинных газов), что способствует растворению, выщелачиванию карбонатного вещества. Интенсивное растворение отдельных фрагментов и вынос растворенного материала приводит к развитию сложной

системы взаимосо-общающихся трещин и дополнительных емкостей – каверн. Развитию интенсивной трещиноватости и созданию дополнительных путей движения флюида способствует фактор разгрузки, увеличивается связанность системы проводящих каналов – трещин и каверн. Это обеспечивает повышение фильтрационных свойств в зонах с повышенной трещиноватостью и сложное, массивное строение резервуара.

Литологический фактор определяет масштабность и специфику образования породы-коллектора по площади и разрезу карбонатной толщи. Чем выше химическая чистота карбонатного вещества и грубее его структура, тем благоприятнее порода для формирования в ней пустотного пространства.

В результате термодинамических процессов карбонатные породы генерируют углекислый газ, который поглощают в себя подземные воды. Их химический состав становится более агрессивным и в совокупности со скоростью циркуляции является причиной интенсивного расширения трещин и повышения трещинной проницаемости. Таким образом, гидрохимический фактор также находит свое выражение в формировании коллекторов в карбонатных породах.

Перекристаллизация – процесс роста кристаллических зерен, т.е. увеличение их размеров, которое происходит без изменения их минерального состава [3]. Оценки роли перекристаллизации в изменении пористости пород противоречивы. Как считают Г. А. Каледа и Е. А. Калистова [7], в большинстве случаев перекристаллизация снижает пористость, но иногда приводит к ее возрастанию. По мнению же К. Б. Прошлякова и др. [8], она увеличивает емкость известняков и доломитов.

Очевидно, влияние перекристаллизации на пористость в общем случае может выражаться по-разному:

- 1) пористость не будет меняться, если происходящее при перекристаллизации частичное растворение и переотложение карбонатных веществ будет сбалансированным;

2) пористость может ухудшаться при возникновении компактного сложения карбонатной массы, что довольно распространено при процессах диагенетической перекристаллизации;

3) пористость может возрастать в тех случаях, когда растворение карбонатного материала преобладает над переотложением, т. е. растворенный карбонат частично удаляется из породы (случаи, более типичные для эпигенетической перекристаллизации).

На показатели пористости также влияет такой процесс преобразования как доломитизация, при котором при взаимодействии осадка с поровыми растворами магния увеличивается пористость. Источником магния служат циркулирующие в породах подземные или грунтовые воды, обогащенные данным элементом. Сформированные зерна доломита чаще всего имеют размера более 0,1 мм (до 1 -2 мм и более) и распределяются в известковой массе неравномерно. Детальные микроскопические наблюдения, проведенные Л.П. Гмид [9] и Е.М. Смеховым [5], позволили выявить, что влияние на пористость известняков сложное и обусловлено сочетанием ряда причин: количественным содержанием доломита; характером распределения доломитовых зерен в известковой массе; размерами, формой и, главное, характером упаковки доломитовых зерен.

Так, рассеянные, «плавающие» зерна доломита и их сравнительно небольшие количества на пористость известняков никакого влияния не оказывают. Мало меняет их пористость и диагенетическая доломитизация, при которой размеры зерен доломита не превышают 0,05 мм. Заметно может отражаться на пористости известняков доломитизация в тех случаях, когда она сравнительно интенсивная, а хорошо ограненные ромбоэдры доломита соприкасаются либо ребрами, либо вершинами с гранями. При такой упаковке между ними остаются значительные (соизмеримое с зернами) свободные межзерновые пространства, в результате пористость известняков заметно возрастает.

Отложения Урманского месторождения подверглись воздействию процессов доломитизации на ранней стадии своего развития сразу же после их аккумуляции, в раннем диагенезе. В результате практически во всех исследуемых образцах [10] наблюдаются палеотрещины различной ориентировки, в последующем прекратившие свое развитие в результате вторичного минералообразования. Ширина палеотрещин в среднем составляла 2-5 мм, иногда достигала нескольких сантиметров, что доказывает длительность этапа вторичного доломитообразования.

Циркуляция агрессивных флюидов определила образование палеопустот унаследованного выщелачивания и значительное расширение полостей трещин. Первичная емкость карбонатных отложений, вероятно, была существенная и достигала 20% и более. Большая часть из них «залечена» средне-крупнозернистым яснокристаллическим вторичным доломитом и анкеритом. Внутри этих пустот сохранились щелевидные полости и мелкие каверны, они имеют широкое распространение.

В большинстве случаев емкость их в основном равна 1,9-2,1%, в единичных случаях достигает 3,9%. Каверны отличаются плохой сообщаемостью между собой. В настоящее время в породах преобладает вторичная пустотность, представленная крупными кавернами, соединенными между собой микротрещинами.

Процессы перекристаллизации, протекавшие при высоких значениях температуры и давления, определили формирование большого количества палеопор нового образования – межкристаллических. После перекристаллизации карбонатные отложения подверглись интенсивному выщелачиванию. Это привело к существенному увеличению объема и размеров межкристаллических пустот [10].

Исследования показали, что эффективная пустотность, наблюдаемая в породах, является результатом выщелачивания плотной матрицы. Трещины и каверны имеют сложные очертания, стенки инкрустированы вторичными

кристаллами доломита и анкерита. Судя по форме пустот, именно по трещинам прошло неравномерное и неоднократное выщелачивание. Трещины прерывистые, раскрытость от 50 до 100 мкм, раскрытость непостоянная, она сильно меняется по протяженности трещин. За счет выщелачивания трещин раскрытость достигает 300 мкм и вся пустотность эффективна для нефти, величина достигает 7,9-8,4%.

Таким образом, воздействие на карбонатную породу вышеизложенными факторами обуславливает ее постседиментационную преобразованность. В этой связи очень важна пространственная оценка этого явления и направленность вторичных изменений в породе (формирование емкости или ее потеря), установление по возможности типа коллектора и характера ловушки. От их характера и направленности во многом зависят коллекторские свойства продуктивных пластов. Прогноз благоприятных для развития коллектора зон в пределах конкретного месторождения возможен на основе выявленных закономерностей вторичного изменения карбонатной породы.

1.2 Анализ фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Западной Сибири

Пористость относится к числу наиболее важных параметров, необходимых для подсчета запасов флюида, поэтому большое значение имеет ее точное определение. Открытая пористость карбонатных коллекторов различного типа изменяется в широких пределах, от долей единицы до 30-35%. Вследствие многообразия форм пустотного пространства, характеризующего карбонатные породы-коллекторы, при изучении их требуется специальный подход. Особенно больше затруднения возникают при установлении емкости коллекторов трещинного и кавернозного типа.

При рассмотрении естественных пустот в трещиноватой горной породе-коллекторе, в том числе и в карбонатных породах, эти пустоты по

генетическому признаку можно подразделить на две основные группы: первичные и вторичные.

Первичные пустоты (первичная, межзерновая, внутри- и межформенная пористость) обычно контролируются условиями осадконакопления и процессами начальной стадии литогенеза. В таких породах-коллекторах, как пески, песчаники, оолитовые и зернистые известняки и доломиты, обладающих межзерновой и межформенной пористостью, поры хорошо связаны между собой образуя единую непрерывную гидродинамическую систему.

Пористость подобных пород-коллекторов, как правило, удается сопоставлять с их проницаемостью, поскольку оба эти параметра зависят от размерного состава частиц-зерен, их формы и пространственного распределение.

Вторичная же пористость контролируется в основном процессами растворения и трещиноватости. Различного рода пустоты выщелачивания в горной породе-коллекторе (обычно карбонатной) связаны между собой системами пересекающих ее трещин. Пустоты выщелачивания, которые являются основной составляющей вторичной пористости, распределены в горной породе часто неравномерно. Их взаимная гидродинамическая связь обусловлена микротрещинами, которыми в основном и определяется проницаемость породы. Типичной для подобных трещиноватых пород является их анизотропия относительно фильтрационных свойств. Сопоставление проницаемости таких пород с их пористостью (вторичной), как правило, затруднительно.

В карбонатных породах, характеризующихся неоднородностью и непостоянством литологического состава, все же иногда представляется возможность различать вторичную и первичную пористость. Однако в общем случае эти виды пористости составляют сложную систему пустот, раздельная

оценка которых как прямыми, так и косвенными методами исследования весьма затруднительна.

Карбонатные породы-коллекторы благодаря многообразию форм проявления их пористости (что связано с такими факторами как выщелачивание, трещиноватость, фактор разгрузки, перекристаллизация, доломитизация) требуют особого подхода при изучении их коллекторских свойств. В этих породах по способу образования обычно различают следующие основные типы пористости: а) межзерновую; б) кавернозную; в) трещинную.

Определение физических параметров в карбонатных породах с межзерновой пористостью производится теми же методами, которые применяются при изучении терригенных коллекторов.

В общем случае пористость определяется как часть общего объема, занимаемая поровым пространством [11]:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\Pi}} = \frac{V_{\Pi} - V_{\text{М}}}{V_{\Pi}} \quad (1)$$

где m – пористость, доли ед.

$V_{\text{пор}}$ – объем порового пространства;

V_{Π} – объем образца породы;

$V_{\text{М}}$ – объем минеральных зерен.

Объем порового пространства включает в себя как открытые, так и закрытые поры и зависит от формы и размеров зерен, степени их окатаности, уплотнения, цементирования обломков и зерен. Также с ростом глубины объем пор уменьшается, соответственно снижается и пористость пород.

Отношение объема пустот к общему объему породы называется пористостью. Она подразделяется на общую (абсолютную) и открытую (взаимосвязанную) [11].

Под общей пористостью понимается пористость, характеризующаяся общим объемом всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой [11].

Под открытой пористостью понимают пористость, включающую объем только сообщающихся между собой пор. Открытая пористость меньше общей на объем изолированных пор.

Эффективная (полезная) пористость характеризует объем поровой системы, способный вместить нефть и газ, с учетом остаточной водонасыщенности [11].

При изучении изменения пористости в зависимости от давления, когда изменяется объем не только пор, но и исследуемого образца, различают также относительную (приведенную) пористость:

$$m_{\text{отн}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{м}}} \quad (2)$$

Пористость абсолютная и пористость относительная связаны формулой 3:

$$m_{\text{абс}} = \frac{m_{\text{отн}}}{1 + m_{\text{отн}}} \quad (3)$$

Одним из методов определения пористости является метод парафинизации. Предварительно взвешенный образец покрывают тонкой пленкой расплавленного парафина за 1–2 с, чтобы парафин не проник в поры и сразу застыл. Затем взвешивают образец с оболочкой и определяют его объем погружением в жидкость и вычитают объем оболочки, учитывая удельный вес (или плотность) парафина [12]. Однако опыты по насыщению образцов парафином показали, что он недостаточно рельефно отражает структуру пустотного пространства породы; кроме того, парафин в процессе растворения в кислоте непрочен и разрушается конвекционными потоками.

Наилучшим образом проявил себя способ насыщения образцов метилметакрилатом, в результате которого остается твердая модель

пустотного пространства, заполненного плексигласом. С помощью данной модели можно рассмотреть характер распространения пор, трещин, их густоту и замерить ширину раскрытости.

Общую пористость пород определяют методом А. Мельчера (1921). Общий объем образца чаще всего вычисляют путем измерения жидкости, вытесняемой при погружении покрытого непроницаемой оболочкой образца в пикнометр или другой сосуд (для создания оболочки применяют парафин и другие вещества).

Открытую (активную) пористость чаще всего определяют методом И. А. Преображенского путем заполнения пустот очищенным керосином и взвешиванием предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и керосине. Открытая пористость, определяемая методом И. А. Преображенского, равна отношению веса керосина, содержащегося в порах образца, к весу керосина, вытесненного образцом.

Трещинная пористость относится ко вторичной, так как связана с процессами тектонических деформаций. Несмотря на весьма малые значения (0,01-0,1%) трещинной пористости, в отдельных случаях извлекаемые запасы нефти в трещинах могут быть соизмеримыми с извлекаемыми запасами в порах. Трещинная пористость рассчитывается по формуле:

$$m_{\text{т}} = \frac{b \cdot l}{S} \quad (4)$$

где b – раскрытость трещин, см

l – протяженность трещин в шлифе, см

S – площадь шлифа, см².

Так, например, в пермских карбонатных породах запасы нефти, содержащиеся в трещинах на Малышевском месторождении в Башкирии, составили до 30 % общих извлекаемых запасов. Это при трещинной пористости в 0,05 % (относительно объема породы). Такая относительно высокая степень соизмеримости извлекаемых запасов «трещинной» и «поровой» нефти обусловлена большими значениями (близкими к единице)

коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи, свойственных трещиноватым породам-коллекторам [3].

Лучше всего известны следующие практики оценки трещинной пористости горных пород [13]:

1. Микроскопическим способом, заключающимся в изучении шлифов под поляризационным микроскопом. В процессе измеряются параметры следов трещин, необходимые для дальнейших расчетов [19].

2. Методом капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями (автор – К.И. Багринцева). Преимуществом данного метода является то, что индикаторная жидкость, проникающая внутрь пустотного пространства, заполняет лишь открытые трещины, каверны и поры и удерживается внутри образца под действием молекулярно-поверхностных сил [19].

3. По данным волнового АК, при проведении которого измеряется интервальное время пробега упругих волн. Данный метод благоприятен для определения пористости низкопористых пород. [12]

Открытая пористость карбонатных пород также определяется по методике Преображенского, но с небольшой особенностью: более длительное вакумирование образцом без заливки керосина или воды с тем, чтобы максимально освободить от воздуха извилистые поровые каналы для дальнейшего проникновения жидкости (керосина или воды) [14].

Большие затруднения возникают при установлении емкости трещиноватых и кавернозных разностей. В мелкие сильно извилистые каналы с трудом проникает керосин, в тоже время из крупных каверн происходит механическое вытекание жидкости. Поэтому для получения достоверных величин емкости трещин производились опыты на образце керна большего размера. В кубиках с гранью 5 см количество трещин в несколько раз больше, чем в кубиках с гранью 2 см, так как распределение их хаотично и не повсеместно. Это доказано капиллярной пропиткой пород люминофорами

(Багринцева, 1970). То есть емкость трещин достовернее при определении ее в кубике с гранью 5 см. [18]

Таким образом, трещиноватые образцы керна насыщались не керосином, а люминесцентными жидкостями. Просмотр и их фотографирование в источнике ультрафиолетового света служили контролем для оценки долевого участия пор и трещин.

Для определения емкости кавернозных образцов используются такие методические приемы, повышающие достоверность их оценки, как заклеивание боковой поверхности тонкой клейкой пленкой для изоляции каверн, насыщение пород парафином или газом и т.д.

Для оценки величины поправки на кавернозность используется также метод открой пористости, основанный на насыщении образца расплавленным парафином под вакуумом.

Вторичная пористость, и в первую очередь пористость выщелачивания, в матрице (блоках) карбонатных пород распространена более широко. Она либо развивается унаследованно по первичной пористости, либо является новообразованной под влиянием постседиментационных процессов. Тем не менее вопрос о доле участия каждого из указанных типов пустот в общей емкости карбонатного коллектора продолжает пока дискутироваться.

Проницаемость – параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Абсолютная проницаемость определяется при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина

ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости [11]:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (5)$$

где v – скорость линейной фильтрации;

Q – объёмный расход жидкости в единицу времени;

F – площадь фильтрации;

μ – динамическая вязкость жидкости;

ΔP – перепад давления;

ΔL – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности, который называют проницаемостью:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \quad (6)$$

Проницаемость трещин рассчитывается по формуле 7 [11]:

$$k_T = 85 \cdot 10^9 \cdot b^2 \quad (7)$$

где b – поперечное сечение щели, мм.

Для того чтобы перейти от проницаемости трещин к проницаемости породы, которую эта трещина сечет, Е. С. Ромм (1958) предложил умножить правую часть равенства (7) на трещинную пористость породы [11]:

$$k_T = 85000 \cdot b^2 \cdot m_T \quad (8)$$

где k_T – трещинная проницаемость, д

b – раскрытость трещин, мм

m_T – трещинная пористость.

Трещинная проницаемость является главной составляющей в общей проницаемости трещиноватой карбонатной породы. При наличии промысловых данных испытания скважин проницаемость трещиноватой породы, как известно, может быть установлена по коэффициенту продуктивности или кривой восстановления давления. При отсутствии этих данных, с чем часто приходится встречаться на первоначальном разведочном этапе бурения, трещинная проницаемость пород может быть визуально определена методом микроскопического исследования петрографических шлифов. Трещинная проницаемость горной породы, как известно, определяется законами движения флюидов в трещинах, раскрытием трещин и геометрией систем последних. Она, как правило, больше межзерновой проницаемости карбонатных пород. Однако для смешанного типа карбонатного трещинного коллектора возможна сопоставимость этих величин. Вместе с тем значение трещинной проницаемости большинства карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа (даже весьма высокой продуктивности) невелико 0,01-0,1 мкм².

Так, межзерновая проницаемость продуктивных известняков верхнего мела известного Карабулак-Ачалукского месторождения нефти на Северном Кавказе исчисляется в $0,075 \cdot 10^{-3}$ мкм², а трещинная проницаемость в $(60-80) \cdot 10^{-3}$ мкм². Межзерновая проницаемость карбонатных коллекторов нефти

первого пласта кунгурского яруса на Яблоновском месторождении (Куйбышевское Поволжье) 10, а трещинная проницаемость 23 [3].

При изучении проницаемости карбонатных пород следует уделить внимание ее анизотропии, то есть данный параметр может изменяться по основным направлениям (I – перпендикулярное к напластованию, II, III – параллельное ему). Карбонатные коллекторы порового типа, трещинного, кавернозного и смешанного типа различны как по абсолютной величине проницаемости, определенной в лабораторных условиях, так и по характеру изменения ее в трех направлениях.

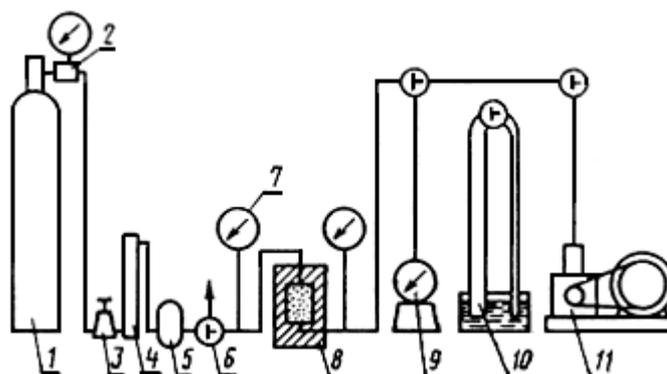
Таким образом, карбонатные породы, в которых преобладают поровые каналы, присутствуют унаследованные каверны, и фильтрация осуществляется по этим каналам, характеризуются широким диапазоном изменения проницаемости от 10^{-15} до 10^{-12} м² и более, при этом в чисто поровых коллекторах по всем трем направлениям проницаемость имеет относительно высокие значения. Это позволяет сделать вывод о том, что карбонатным коллекторам порового не свойственна анизотропия проницаемости.

Совершенно иной характер изменения проницаемости наблюдается в трещинных коллекторах. Им присуща незначительная величина абсолютной проницаемости, и при этой фильтрационные свойства по различным направлениям отличаются в 10-100 раз [14].

Е. М. Смеховым с сотрудниками (1958) предложен метод определения проницаемости трещинных пород, основанный на визуальном исследовании плоскопараллельных шлифов под микроскопом. При этом методе изучения шлифов под микроскопом производят замеры всех параметров, входящих в приведенную выше формулу, и по полученным таким образом значениям вычисляют проницаемость.

В Российской Федерации определение абсолютной газопроницаемости горных пород проводится в соответствии с ГОСТ 26450.2-85,

устанавливающим требования к исследуемым образцам, оборудованию, подготовке и проведению исследований, обработке результатов исследований [15]. Принципиальная схема лабораторной установки приведена на рисунке 1.



1 – источник; 2 – редуктор высокого давления; 3 – редуктор низкого давления; 4 – осушитель газа; 5 – фильтр; 6 – трехходовой кран; 7 – манометр; 8 – кернодержатель; 9 – расходомер; 10 – пьезометр; 11 – вакуумный насос

Рисунок 1 – Принципиальная схема установки для определения проницаемости [15]

Трещиноватость играет ведущую роль в фильтрационных свойствах плотных пород-коллекторов и межзерновой пористости и кавернозности в аккумуляции в них нефти и газа. Естественно, поскольку трещиноватость горных пород резко повышает их проницаемость, для выявления таких коллекторов как по площади, так и по разрезу трещиноватость является основным параметром.

Трещины, наблюдаемые в карбонатных породах, могут быть полностью или частично заполнены («залечены») различными минеральными веществами (карбонатом, кварцем, сульфатами и т. п.), глинистым материалом либо черным метаморфизованным органическим веществом. Все они именуется минеральными. Наряду с ними могут различаться трещины, остающиеся полыми (открытыми).

Ширина («раскрытость») минеральных трещин варьирует в очень широких пределах: от долей миллиметра до 1 см и более. Ширина открытых трещин, как правило, не превышает 20 - 25 мкм, т. е. 0,02 - 0,025 мм

(микротрещины). По раскрытости последние могут подразделяться [2] на капиллярные (от 0,005 до 0,01 мм или 5 -10 мкм), субкапиллярные (от 0,01 до 0,05 мм или 10 - 50 мкм), а также волосные (от 0,05 до 0,15 мм или 50 - 150 мкм).

По генезису трещины могут быть литогенетическими и тектоническими. Первые образуются в осадке-породе за счет различных диагенетических и эпигенетических процессов (дегидратация, уплотнение, перекристаллизация и т. д.). Тектонические трещины образуются при воздействиях на породу различных тектонических напряжений, ведущих к ее деформациям с возникновением разрывов. Различный генезис трещин обуславливает различную их морфологию.

Литогенетические трещины, как правило, имеют незначительную протяженность, нередко затухая в пределах даже маломощных слойков. Хотя их ориентировка может быть различной, чаще всего они горизонтальные, т. е. параллельны напластованию. Их след (т. е. линия пересечения плоскости трещины с перпендикулярной к ней поверхностью) большей частью неровный, извилистый. Также неровен, извилист контур их стенок. Часто эти трещины имеют ветвящийся, «перистый» облик. Рассекая породу, они проходят преимущественно между карбонатными зернами и огибают различные форменные элементы, поскольку последние изначально были более плотными и крепкими.

Количественная оценка распределения трещин в горных породах необходима для расчетов коэффициента трещиноватости m_T и раскрытости трещин b , для получения информации об основной направленности трещин по разрезу и простиранию горных пород, об их содержимом и др. Для получения этих сведений значительный интерес представляет визуальное изучение стенок скважин и образцов керна по фотографиям с помощью глубинных фотокамер, телекамер. По фотографиям определяют коэффициент густоты трещин Γ [16]:

$$\Gamma = k \cdot \frac{\sum a}{S} \quad (9)$$

где k – коэффициент увеличения снимка;

$\sum a$ – суммарная протяженность видимых на снимке трещин, см;

S – площадь снимка, см².

Средняя величина Γ колеблется в пределах 1 до 2 см⁻¹.

Исследования показывают, что наибольшая густота трещин приурочена к местам перегибов и к сводам структур, на крыльях складок она уменьшается. Коэффициент густоты трещин обычно наибольший для пород с трещинами малой раскрытости, для пород с трещинами большой раскрытости он не превышает десятых и даже сотых долей см⁻¹. Продуктивность скважин в первом случае всегда меньше, чем во втором, поскольку расход жидкости зависит от раскрытости трещин в третьей степени.

Для оценки параметров трещиноватости микроскопическим методом рекомендуется использовать шлифы площадью 25-30 см². В процессе изучения определяются следующие показатели: ширина (раскрытость) трещин b (мкм), суммарная длина следов трещин l (мм) и площадь шлифа S (мм²). По этим данным производится подсчет параметров трещиноватости – трещинной пористости m_T (%), трещинной проницаемости k_T (м²), густоты трещин Γ (1/м) по формулам 4, 10, 11 [9]:

$$k_T = A \cdot \frac{b^3 \cdot l}{S} \quad (10)$$

$$m_T = \frac{b \cdot l}{S} \quad (4)$$

$$\Gamma = 1,57 \cdot \frac{1}{S} \quad (11)$$

где A – численный коэффициент, зависящий от геометрии системы трещин в породе.

При определении параметров трещиноватости по микроскопическому методу для наиболее распространенных в природе вариантов систем можно

использовать расчетные величины $m_T = 0,1 \cdot \frac{b \cdot l}{S}$ (%) и $\Gamma = 1570 \cdot \frac{1}{S}$ (м/м²). Для k_T расчетные значения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения коэффициента k_T для наиболее распространенных в природе вариантов систем трещин [9]

Одна система горизонтальных трещин	$0,0342b^3l/S$
Две взаимно перпендикулярные системы трещин	$0,0171b^3l/S$
Три взаимно перпендикулярные системы трещин	$0,0228b^3l/S$
Хаотичное расположение трещин	$0,0171b^3l/S$
Плоскость шлифа перпендикулярна ко всем развитым трещинам	$0,085b^3l/S$

Полученные значения раскрытости b , длины трещин и площадей шлифов используют для нахождения средневзвешенных величин трещинной проницаемости, трещинной пористости и густоты трещин, которые и будут являться количественной характеристикой трещиноватости данного разреза.

Однако изучение трещиноватости в шлифах не дает надежных результатов, так как шлиф представляет собой плоскость небольшого размера со следами на ней. По нему невозможно установить ни ориентировку плоскостей трещин, ни их протяженность и взаимосвязанность в пространстве, нельзя оценить эффективность трещин и их участие в фильтрации. Поэтому используются образцы кубической формы, что дает значительно более полную информацию при изучении трещиноватости.

1.3 Осложнения при разработке карбонатных коллекторов

Массивные залежи, приуроченные к карбонатным коллекторам, являются сложными многопластовыми объектами разработки с отсутствием гидродинамической связи между пластами по разрезу, с различными ФЕС и разной вязкостью нефти в пластах, возрастающей от верхних слоев к нижним иногда в 10-20 раз [17].

Одним из характерных свойств карбонатных толщ и пластов является частое переслаивание пород различного структурно-генетического типа, осложненное вторичными процессами выщелачивания и перекристаллизации, приведшими к чередованию в разрезе пород с улучшенными и ухудшенными

коллекторскими свойствами. Такая особенность получила название слоистость, слоистая прерывистость или вертикальная неоднородность.

Слоистое строение карбонатных пластов обуславливает послойное изменение ФЕС, что влечет неравномерную выработку запасов нефти. Наглядным примером является месторождение Западное, где в разрезе карбонатной толщи по геофизическому материалу выделено шесть высокопродуктивных интервалов, разделенных плотными, практически непроницаемыми породами. Мощность отдельных карбонатных слоев с разными структурно-литологическими свойствами колеблется от 20 до 100 см. Они не имеют между собой вертикальной гидродинамической связи, и при совместной обработке соляной кислотой сразу всех интервалов первоочередной выработке подвергаются только наиболее пористые и проницаемые слои, избирательно поглотившие кислоту [17,18]. Соответственно, освоение всех пористых слоев карбонатного разреза не может обеспечить одновременного притока жидкости в силу их различных ФЕС. Все остальные пористые слои содержат еще невыработанные запасы нефти, но не дают притоков вследствие того, что пластовое давление в них значительно ниже забойного, создающегося при работе обводненных слоев, имеющих более высокое пластовое давление, что еще раз доказывает отсутствие вертикальной гидродинамической связанности. Также в процессе разработки нефтяных залежей, приуроченных к слоистым карбонатным толщам, в разных слоях разное пластовое давление – от аномально низкого (5-8 МПа) до аномально высокого (до 25 МПа). Одновременно с этим возникают условия, когда забойное давление в добывающих скважинах становится выше пластового давления в слоях, не испытывающих активного влияния закачки. В результате такие слои преждевременно отключаются от разработки, что в конечном итоге приводит к снижению нефтеотдачи залежей.

Слоистая неоднородность карбонатных коллекторов обуславливает необходимость выделения низко- и среднепроницаемых слоев и организации

особой системы воздействия на них или разделения карбонатных толщ на этажи разработки (с границами по напластованию) с более узкими спектрами распределения проницаемости, чем для всего разреза. Для этого на стадии разведочных работ при подготовке геологической базы к разработке особое внимание уделяют вертикальной неоднородности карбонатных коллекторов путем отбора керна, методами промысловой геофизики, включающими микробоковой каротаж, снятие профилей притока, поинтервальное освоение разреза снизу вверх, селективные обработки и т.д. Такой комплекс исследовательских работ позволяет выделить в карбонатном разрезе объекты разработки более простого геологического строения, чем вся карбонатная толща.

С вторичными преобразованиями пород связано образование зон с повышенными ФЕС, которые выделяются на фоне первичных, своей неоднородностью. Обычно такие высокопродуктивные участки оконтуриваются или, как было сказано ранее, разделяются низкопродуктивными участками, что говорит об их неравномерном протекании не только по разрезу, но и по площади. Зоны с низкой продуктивностью сильно раздроблены на мелкие участки (линзы), слабо сообщающиеся друг с другом и с зонами высокой продуктивности. Часто это свойство карбонатных коллекторов называют прерывистостью, линзовидностью или зональной неоднородностью. Характерными признаками являются резкое различие дебитов нефти по ближайшим скважинам, независимая динамика пластового давления между отдельными участками пласта, а также отсутствие взаимовлияния между некоторыми соседними скважинами.

Типичный пример – Краснокамское месторождение, центральная часть его, разделенная на две площади р. Камой, была разбурена по сетке 430х430 м, была составлена карта распространения высокопроницаемых зон по начальным дебитам. В 1961-1962 гг. левобережная часть месторождения была

законсервирована в связи со строительством Воткинской ГЭС и затоплена. Большинство скважин правобережной части промысла, удаленных от левобережной части на 700-1500 м, продолжали эксплуатироваться. При этом скважины, расположенные на высокопроницаемых участках, увеличили свои дебиты в несколько раз, а скважины, расположенные в низкопроницаемых зонах, продолжали работать с сохранением прежнего темпа падения дебитов. Это свидетельствовало о хорошей гидродинамической связи внутри высокопроницаемых зон и о возможности их выработки более редкой сеткой скважин [17].

Главным осложнением является тот факт, что зональную неоднородность карбонатных коллекторов нельзя выявить и учесть на стадии проектирования первоначальной схемы разработки. Даже после разбуривания залежей равномерной сеткой скважин для составления карт зональной неоднородности требуется ряд исследовательских работ. Поэтому на практике используют сводную характеристику порового пространства для всего многослойного разреза, а затем проектируют и внедряют единую сетку скважин на всю многометровую карбонатную толщу, которая только внешней выглядит единой массивной залежью с общим ВНК для всех слоев и кажущейся гидродинамической связью слоев по вертикали.

1.4 Влияние естественной трещиноватости коллектора на продуктивность скважин

Раскрытость трещин, коэффициент охвата трещиноватостью объема и трещинная проницаемость меняются в большую или меньшую сторону при изменении пластового давления в процесс разработки нефтяных залежей. Особенно заметны такие изменения в низкопроницаемых коллекторах, фильтрационные свойства которых почти целиком определяются трещинной проницаемостью. В этом случае эксплуатация скважин на режиме истощения пластовой энергии быстро приводит к опережающему отбору нефти их

объемной сетки трещин, понижению пластового давления ниже бокового горного и смыканию трещин.

Так на месторождении Северном при открытой пористости 7-15% коллектор имеет низкую поровую проницаемость, равную в среднем 0,001 мкм². Скважины осваивались после малообъемных солянокислотных обработок, не затронувших удаленную от забоя зону пласта и трещинную сеть. Начальные дебиты нефти составляли 1-47 т/сут и во много раз превышали потенциальные дебиты, рассчитанные для поровой проницаемости и равные 0,3-3 т/сут. Это означало, что приток нефти к забою скважин происходил главным образом по трещинам, наличие которых подтверждал анализ кернов [18].

Было также установлено, что приток нефти прекращался тогда, когда динамическое пластовое давление в районе расположения скважин становилось ниже расчетного бокового горного давления. Такие скважины были законсервированы. На 0,1 МПа падения пластового давления из каждой скважины было добыто от 0,7 до 100 т нефти в то время, как по группе высокопроницаемых карбонатных коллекторов Западного месторождения этот показатель достигает 1000-1500 т. Трещинная пористость колеблется от 0,018 до 0,56% (среднее 0,136%) при общей открытой пористости пор и трещин 11,75%, т.е. объем трещин в 86 раз меньше объема пор. Доля запасов нефти, содержащихся в трещинах меняется от 0,26 до 4,86: (среднее 1,19%), т.е. запасы нефти в трещинах в 83 раза меньше запасов нефти в порах. Столь небольшие запасы трещинной нефти извлекаются из скважин в среднем за 140 дней, после чего пластовое давление в сети трещин опускается ниже бокового горного давления, трещины смыкаются, и обусловленная ими проницаемость снижается до нуля. Притоки нефти в скважины фактически прекращаются, когда из пласта отобрано не более 1% запасов нефти.

Влияние трещиноватости на высокопроницаемые карбонатные коллекторы рассмотрим на примере исследования Западного месторождения.

Поровая проницаемость 0,202 мкм², трещинная 0,131 мкм². Начальное пластовое давление 11,8 МПа, коэффициент охвата эффективного объема трещиноватостью 0,327. В процессе были сняты глубинные профили притока и приемистости на разных режимах работы скважин и определены проницаемости работающих интервалов продуктивного разреза. По результатам были построены графики зависимости общей и трещинной проницаемости пласта от пластового давления (рисунок 2). Анализ этого графика показал, что общая проницаемость возрастает по экспоненциальному закону (12).

$$k_{об} = 0,177 \cdot e^{0,05P_{пл}} \quad (12)$$

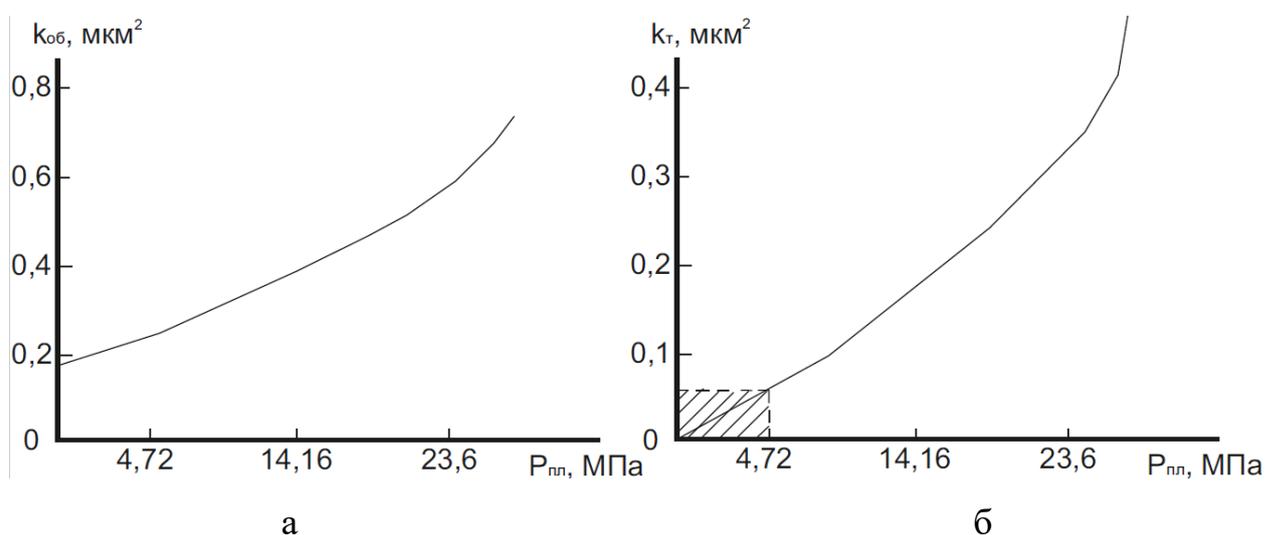


Рисунок 2 – Зависимость общей (а) и трещинной (б) проницаемости карбонатных коллекторов Западного месторождения от пластового давления (заштрихована область, где трещины сжаты) [18]

Можем сделать вывод, что трещинная проницаемость высокопроницаемых карбонатных коллекторов при превышении пластовым давлением первоначальных значений увеличивается и начинает играть ведущую роль в процессе фильтрации жидкости по пласту.

Учет вышеизложенных факторов в проектах разработки приводит к минимизации расхождений между проектными и фактическими показателями разработки как залежей, в которых пластовое давление увеличивается в

процессе заводнения, так и слабопроницаемых карбонатных коллекторов, где наоборот снижение пластового давления ведет к смыканию трещин и прекращению выработке запасов. Регулирование закачки и отбора с целью равномерного повышения пластового давления в продуктивном объеме пласта до величины бокового горного давления позволит создать во всем объеме равномерную сетку трещиноватости, обеспечивающую гидродинамическое единство неоднородных элементов пласта.

Для использования различных методов определения параметров трещиноватости следует определиться с моделью течения жидкости в пласте. Каждая карбонатная залежь – уникальный объект, поэтому методы определения параметров трещиноватости должны быть адаптированы для конкретного месторождения.

2 ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Методы определения трещиноватости карбонатных коллекторов

В настоящее время существует ряд методов оценки трещиноватости горных пород; каждый из них характеризуется своими особенностями [25]. В настоящей главе приведена характеристика наиболее распространенных методов оценки трещиноватости.

При исследованиях на керне одним из наиболее распространенных способов изучения трещиноватости горных пород является метод исследования шлифов [20, 21, 22]. Приемлемая достоверность метода достигается за счет статистической обработки значительного количества проведенных исследований [23], что обуславливает высокую трудоемкость метода при определении характеристик пласта в целом.

В качестве примера на рисунке 3 приведены сканированные изображения шлифов турне-фаменских отложений Шершневого месторождения (скв.79, карбонатные отложения турне-фаменского возраста) [24].

Из рисунка 3 видно, что в данных отложениях присутствуют коллектора с развитой трещиноватостью (рисунок 3, а, б, в) и чисто порового типа (рисунок 3, г, д). То есть метод шлифов позволяет визуально наблюдать как структуру порового коллектора, так и развитие в них процессов трещиноватости. Проанализировав мнения различных исследователей (К.М. Донцов, Ф.И. Котяхов, А.С. Некрасов) о методе шлифов при оценке трещиноватости, можно сделать выводы об основных его преимуществах и недостатках (таблица 2).

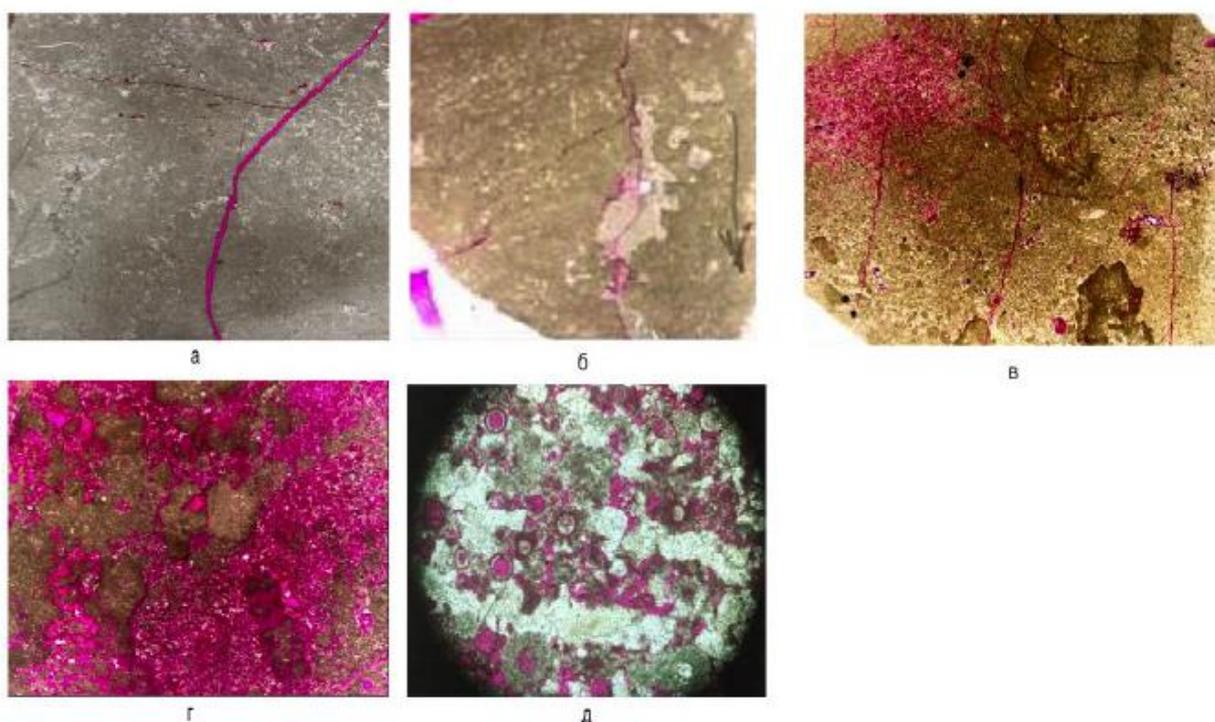


Рисунок 3 – Снимки шлифов сканированием (Шершневское месторождение)

Таблица 2 – Преимущества и недостатки метода шлифов

Преимущества	Недостатки
1. Метод прямых наблюдений	1. Шлифы сложны в изготовлении. Значительная трудоемкость исследований
2. Однозначность интерпретации полученных результатов	2. Применим только для оценки микротрещиноватости
3. Не требует дорогостоящих компьютерных программ	3. Выявленные трещины могли образоваться при разбуривании
	4. Зависимость от освещенности месторождения керном
	5. Полученная информация характеризует только начальное состояние объекта

Таким образом, метод шлифов в силу своих неоспоримых преимуществ должен быть использован при изучении трещиноватости, однако в комплексе с ним обязательно использование других методик. В целом, к основным недостаткам методов изучения трещиноватости на керне необходимо отнести невысокую освещенность разреза представительным керном и невозможность изучения на керне трещин больших размеров.

Наряду с методом исследования шлифов, необходимо рассмотреть возможности оценки трещиноватости коллекторов с помощью методов ГДИС.

В настоящее время интерпретация КВД выполняется на компьютерных программах, идентификация режимов течения которых основана на вычислении производной Бурдэ. Численное дифференцирование предъявляет строгие требования к качеству исходных данных. При восстановлении давления в скважине должно осуществляться значительное количество замеров с минимально возможным временным интервалом, что для низкодебитных механизированных скважин обычно в полной мере не выполняется.

При анализе применения современных подходов к интерпретации гидродинамических исследований на примере эксплуатационных объектов Озерного месторождения было установлено, что в 70% исследований выполнено с применением программы «ИРИС» (разработчик – ПермНИПИнефть), 30% - в программном комплексе «SAPHIR» (разработчик – KAPPA Ing.) [24].

Программный комплекс «SAPHIR» является одним из мировых лидеров рынка специальных программных продуктов интерпретации данных ГДИ. На основе диагностической процедуры выбирается модель пласта и определяются ее численные характеристики. Применительно к изучению трещиноватости программный комплекс «SAPHIR» предусматривает наличие моделей: двойной пористости (естественная трещиноватость); вертикальной трещины ограниченной и неограниченной проводимости (техногенная трещиноватость) [24]. Все вычисления осуществляются в рамках численного решения используемых моделей.

Программный комплекс «ИРИС» основан на использовании методов произведения, касательной (или стандартного), Щелкачева-Кудинова, Хорнера-Умрихина, идентификации. В программе отсутствует возможность обработки по модели коллектора с трещиной, приводит к ошибкам интерпретации фактических результатов.

Во всех случаях применения программы «ИРИС» интерпретация проведена путем обработки КВД в полулогарифмических координатах с определением проницаемости удаленной зоны пласта и скин-фактора, несмотря на нередкие трудности в выделении прямолинейного участка. Трещиноватость в этой программе не диагностирована ни разу [24].

В качестве примера ниже приведен график КВД скв. 441 от 01.11.2012 г. При исследовании забойное давление восстановилось только на 89% от величины пластового (определенного расчетным путем). На графике затруднительно выделить представительный заключительный участок, соответствующий радиальному режиму течения. Тем не менее, данная КВД обработана методом касательной. Наличие на графике характерных резко выделяющихся участков, несвойственных для классического случая КВД по теории метода касательной и косвенно свидетельствующих о более сложной геометрии исследуемого потока, при интерпретации не учтено (рисунок 4) [24].

Анализ выбранных на основе численного дифференцирования по производной Бурдэ в программе «SAPHIR» моделей (режимов течения) позволил установить трещиноватость только для трех скважин фаменской залежи Озерного месторождения (скв. №№ 413, 425 и 465). При этом исследования в скв.465 проведены сразу после выполненного кислотного гидроразрыва пласта, и обнаруженная трещиноватость вполне может иметь техногенный характер. Для 50% исследований, обработанных в программе «SAPHIR», величины определенных параметров носят ориентировочный характер. В качестве объяснения этому явлению указывают недовосстановленность забойного давления до величины пластового и малое количество измерений.

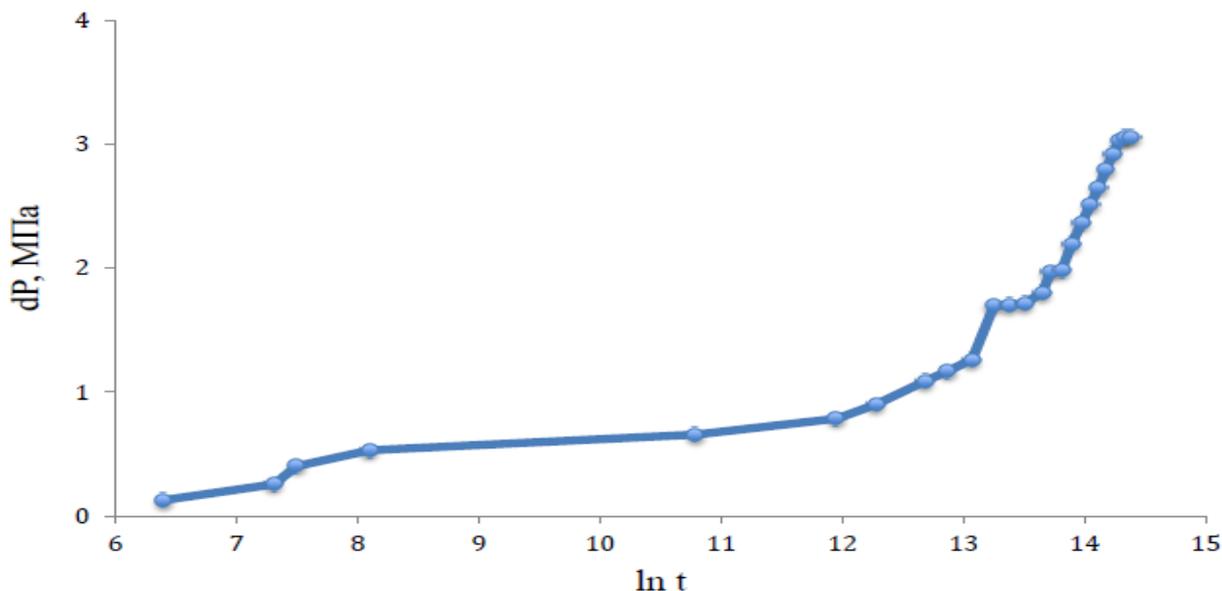


Рисунок 4 – Кривая восстановления давления скв.441 в полулогарифмических координатах [24]

Также необходимо отметить, что использование модели двойной пористости в «SAPHIR» позволяет вычислять только два числовых параметра трещиноватости: коэффициент перетока из матрицы в трещины и относительную емкость трещин; при этом такие важные параметры, как текущая раскрытость трещин и трещинная проницаемость при обработке не оцениваются.

Таким образом, применяемые в настоящее время подходы к обработке результатов ГДИ с применением современных программных продуктов не демонстрируют высокую эффективность, особенно для низкодебитных механизированных скважин, необорудованных глубинными измерительными системами, и требуют дальнейшего совершенствования.

Перспективным методом оценки трещиноватости по ГДИ является метод, основанный на использовании модели Уоррена-Рута, суть которой заключается в схематизации трещиноватого пласта одинаковыми прямоугольными параллелепипедами (блоками), разделенными прямоугольной сетью трещин. Соответствие реального коллектора модели

Уоррена – Рута выражается особым видом КВД, полученной в скважине, эксплуатирующей коллектор с выраженными трещинами.

Именно модель Уоррена – Рута обеспечивает детальное понимание механизма фильтрации в трещиноватом пласте, а обработка КВД в соответствии с моделью позволяет получать много количественных характеристик трещиноватости: фактическую раскрытость, проницаемость, коэффициент перетока из матрицы и др. [27] Применение метода Уоррена-Рута при оценке этих параметров трещиноватости показало их высокую сходимость с результатами прямого метода рентгеновской томографии керна [28].

На рисунке 5 приведены примеры КВД для различных литолого-фациальных зон. Сопоставление данных показывает, что трещинный тип коллектора развит в литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков (рисунок 5, в). На КВД в данном случае выделяется точка перегиба, что, согласно модели Уоррена-Рута, соответствует подключению трещин. Установленная связь работающих интервалов трещин согласуется с данными исследований керна, по которым именно в зоне верхнего тылового шлейфа обычно развиты палеокарстовые трещины с максимальной проводимостью [30].

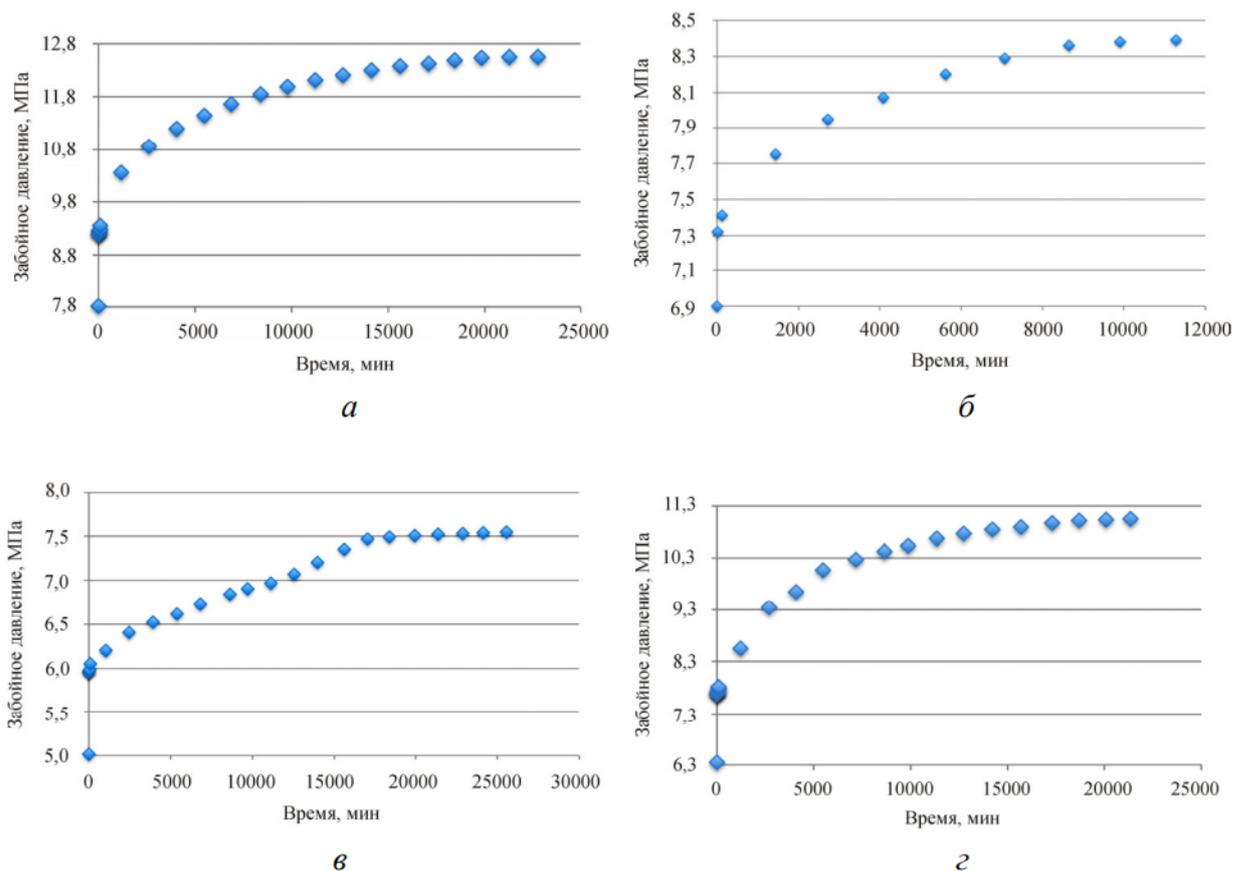


Рисунок 5 – Результаты исследований КВД для различных литолого-фациальных зон: а – рифового склона (скв. 451); б – биогермного ядра (скв. 426); в – верхней части тылового шлейфа (скв. 410); г – нижней части тылового шлейфа (скв. 443) [29]

Полученные данные в значительной степени уточняют геологическое строение карбонатных залежей и имеют большой практический смысл, позволяя корректировать проектные решения с учетом данных о трещиноватости коллекторов.

На месторождении X_1 Западной Сибири выполнялись исследования по методам ИД, ИД-КВД, КВД, КПД, КСД. На разведочных скважинах и при освоении эксплуатационных скважин исследования проводились при регистрации забойных давлений глубинными манометрами. В эксплуатационных скважинах регистрация изменения давления велась датчиками, установленными на приёме насоса, с последующим пересчетом давлений на кровлю перфорации.

Интерпретация первичного материала (КВД и КСД) проводилась на современных программных комплексах. Особое внимание уделено отдельному определению параметров пластов M_1 (карбонатные породы фундамента) и M (кора выветривания) и проявлению эффекта двойной пористости (трещиноватость/матрица).

В скважине 25Р карбонатный пласт M_1 испытан в интервалах перфорации 3048-3050 м, 3056.0-3060.5 м, 3069-3070 м. По заключению РИГИС коллекторы вскрыты только в пределах пласта M_1 (два нижних интервала), верхний же интервал перфорации, хотя и относится стратиграфически к коре выветривания M , коллекторов не содержит. Испытание проводилось с использованием компоновки КИИ-95, что позволило получить КВД очень высокого качества (рисунок б), т. к. при относительно большой продолжительности исследования (48 часов) влияние ствола скважины практически отсутствовало (объем подпакерного пространства составлял около 1 м^3).

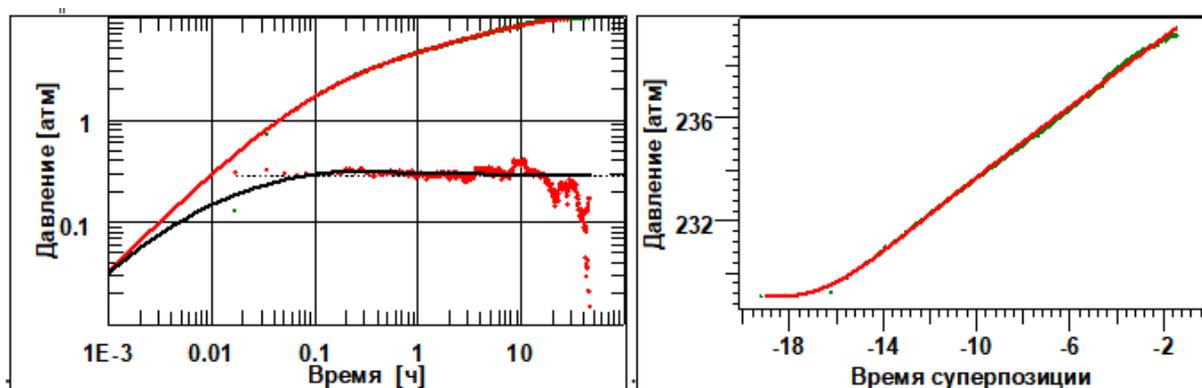


Рисунок б – Диагностический график анализа КВД и специальный график цикла КВД

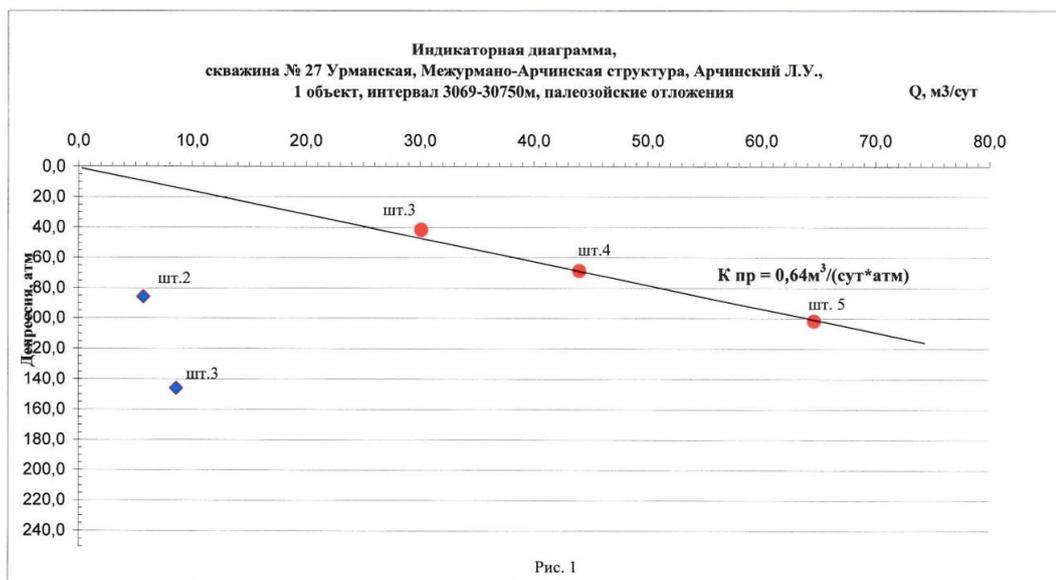
По результатам КВД отсутствуют признаки двойной пористости. Падение производной в конце исследования вполне объяснимо интерференцией скважины 126, расположенной на расстоянии около 200 м и работавшей на момент исследования уже более года.

Также представляет интерес скин-фактор, равный минус 1.7, что вполне логично при использовании современных глубоко проникающих перфораторов.

И скважине 27ПО, пробуренной на Межурмано-Арчинской структуре, из интервала 3070.2-3075.2 м (пласт M_1 , пласт М отсутствует) поднят керн, представленный нефтенасыщенным известняком в виде отдельных фрагментов размерами от 1x1 см до 8x5 см, что свидетельствует о наличии трещиноватости в карбонатных породах. По данным РИГИС эффективная нефтенасыщенная толщина пласта M_1 в этом интервале составляет 4.4 м, проницаемость – 1.9 мД.

Вторичное вскрытие проводилось в интервале 3069.4-3075.4 м зарядами ЗПКО-73 АТ-М-01 плотностью 19 отверстий/м (всего 144 отверстия). В процессе свабирования скважина вышла на перелив и испытывалась на пяти стационарных режимах. На первых двух режимах происходила доочистка пласта, о чем свидетельствует постоянно увеличивавшийся коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$). На последних трех режимах записана ИД и КВД (после четвертого режима – 5 мм штуцера). ИД имеет прямолинейный характер (рисунок 7), что не подтверждает проявления двойной пористости/проницаемости в процессе притока жидкости.

Продуктивные коллекторы пласта М (бокситоносные породы коры выветривания) опробованы и исследованы самостоятельно в 11 разведочных и эксплуатационных скважинах (всего 25 исследований). Для коллекторов M_1 также характерен большой разброс проницаемости (от 1.2 мД до 64.6 мД при среднем значении 19 мД) и, следовательно, дебитов жидкости, определяемых в процессе исследования (от 21 м³/сут до 365 м³/сут).



Данные	штуцер	Qн, м3/сут	Рзаб, атм	депрессия	Кпрод
Рпл, атм	3	8,6	156,9	146,1	0,0589
	2	5,7	217,2	85,8	0,0665
	<i>После доочистки неперфорированного интервала 3075,4-3088м</i>				
303	4	44,0	234	69,0	0,6377
	5	64,6	201	102,0	0,6333
	3	30,1	261	42,0	0,72

Рисунок 7 – Индикаторная диаграмма, скважина 27ПО месторождения Х₁, пласт М₁

Значительное количество исследований двух вышеописанных пластов проводилось совместно (М+М₁) – всего 80 исследований в 26 скважинах. Разброс значений проницаемости и дебитов здесь еще выше: проницаемость – от 1.7 мД до 171 мД при среднем значении 37 мД, дебиты жидкости – от 12 м3/сут до 662 м3/сут.

Но в скважине 763 ИД (рисунок 8) отклоняется от прямолинейной, что может свидетельствовать о модели двойной пористости (данное утверждение далеко неоднозначное – как показывает практика, причиной подобного характера ИД может быть простая погрешность в замерах дебитов высокопродуктивных скважин).

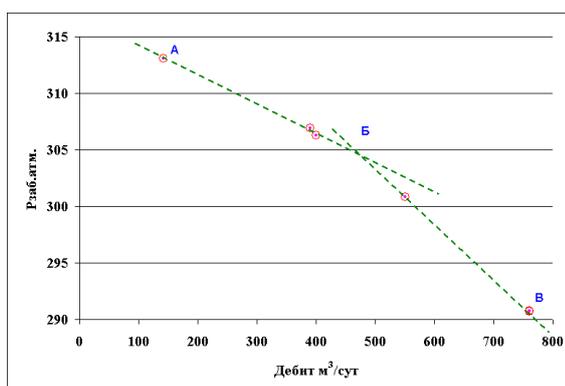


Рисунок 8 – Индикаторная диаграмма, скважина 763 месторождения X

Исследования подтвердили смешанную – трещинно-поровую – фильтрационную модель карбонатных коллекторов фундамента. Для описания фильтрационных потоков в пласте наиболее адекватной оказалась модель двойной пористости (модель Уоррена-Рута). Характерный признак наличия двух фильтрационных сред (поры и трещины) проявился на диагностических графиках в виде седловины на кривой производной КВД (рисунок 9). Особое внимание следует уделить определению параметров, характеризующих запаздывание «перетоков» между блоками и трещинами (кавернами). Так, для скв. 766 по данным расчетов трещиновато – кавернозная емкость составляет 20% от суммарной емкости коллектора (поры + трещины)».

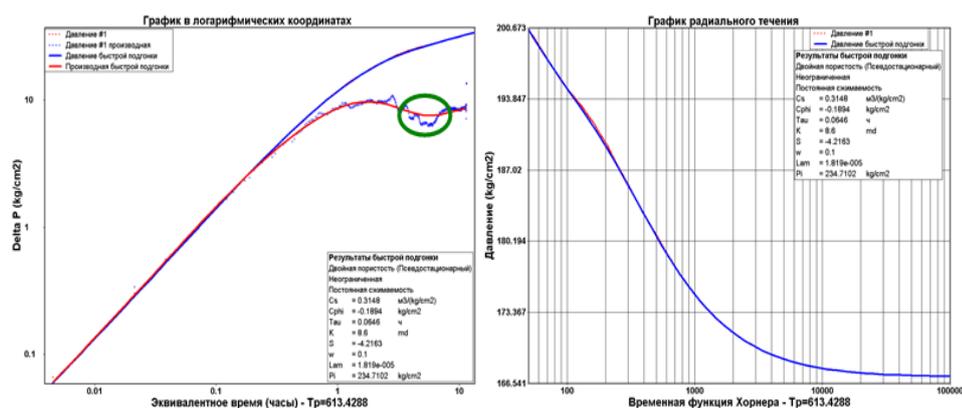


Рисунок 9 – Диагностический и специальный (Хорнера) графики КВД, скважина 766 месторождения X

Краткий вывод: по результатам ГДИ отмечено проявление двойной пористости/проницаемости в процессе фильтрации.

2.2 Анализ применения современных технологических решений по увеличению трещиноватости на нефтяных месторождениях

В основе соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважины лежит способность соляной кислоты вступать в химическую реакцию с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. Таким образом, создается сеть расширенных каналов, которые увеличивают фильтрующую способность пласта, что способствует увеличению продуктивности скважин. В результате реакции соляной кислоты и породы образуются растворимые в воде хлористый кальций (или хлористый магний) и углекислый газ, которые легко выводятся из пласта на поверхность. Наиболее пригодным для использования является раствор HCl с концентрацией 8-15%, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Чрезмерно большая концентрация соляной кислоты приведет к тому, что нейтрализованный раствор будет иметь слишком высокую вязкость.

Реакция соляной кислоты с карбонатной породой протекает по следующим уравнениям (13,14):

При работе с известковыми породами:



При работе с доломитовыми породами:



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) — это соли, хорошо растворимые в воде - носителе кислоты, образующейся в результате реакции. Выделяющийся при этом CO_2 оказывает положительное влияние на эффективность обработки, поскольку обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами, а также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

При высокой неоднородности продуктивного пласта по простиранию и толщине закачиваемая в него кислота проникает в основном в хорошо

проницаемые зоны, в следствие чего реакция происходит в призабойной зоне. Существуют методы, которые используют для увеличения радиуса обработки и подключения к работе бездействующих зон пласта. [32] Так, для закачки кислоты в низкопроницаемые пропластки используют кислотные обработки под давлением, а при наличии интервалов с различной проницаемостью применяют поинтервальные обработки.

Кислотные растворы, используемые для обработки призабойной зоны пласта, направлены на борьбу с загрязнениями сложных составов, поэтому для повышения эффективности необходимо использовать специальные добавки с различными свойствами.

Скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой сильно возрастает при повышении температуры реакции, поэтому обычную соляную кислоту не используют при температурах выше 80 °С. Высокая скорость реакции негативно сказывается на эффективности обработки, поскольку вся кислота расходуется в непосредственной близости от ствола скважины и не увеличивает проницаемость ПЗП в должной мере. Для снижения скорости реакции с породой в рабочие растворы соляной кислоты добавляют ПАВ, которые ингибируют поверхность породы от интенсивного воздействия соляной кислоты, препятствуют ее преждевременной выработке и способствуют более глубокому проникновению в пласт.

На месторождении X_1 Западной Сибири данная технология применялась на пласте M_1 , который является карбонатным, и в пласте M присутствует значительная часть карбонатной компоненты, было проведено 15 скважино-операций. Дебиты нефти по скважинам выросли от 1,5 до 120 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 42,9 тыс.т.

Повысить эффективность кислотных обработок можно путём увеличения глубины проникновения кислоты в пласт, а также контролируя процесс растворения породы в кислотном растворе. При воздействии чистой соляной кислотой максимальный эффект от обработки достигается в

прискважинной зоне. По мере удаления от ствола скважины кислота теряет свою активность, и реакция ее с породой идет менее интенсивно. Таким образом, с каждой повторной обработкой, проведенной на одной скважине, происходит снижение эффекта от воздействия [33].

Для этого на практике широко применяются так называемые «замедлители» и «отклонители» соляной кислоты. В основу таких составов могут входить различные химические вещества, но в конечном итоге все они направлены на замедление процесса диффузии при КО. Одновременно с процессом замедления протекает и процесс отклонения. Отклонение происходит в результате того, что «замедленный» замедлителем состав сохраняет свою способность к растворению горной массы и может быть продавлен глубже в пласт, тем самым, увеличивая коэффициент охвата обработкой и, следовательно, эффективность КО [33].

Одним из эффективных способов воздействия на карбонатные пласты является способ КГРП, при этом кислота имеет глубокопроникающий эффект. Кислота реагирует как в прискважинной зоне, так и в удаленной части пласта, где реакция проходит не менее интенсивно. Поэтому КГРП часто используют при повторных КО, чтобы увеличить эффективность проведенной обработки.

Кислотный состав по мере продвижения в глубь пласта реагирует с породой, растворяя ее неравномерно и создавая поверхность с глубокоразвитой рельефностью, которая предотвращает трещину от «схлопывания». Впоследствии трещина смыкается хаотичными выступами, но остается система сообщающихся высокопроводимых гидродинамических каналов, так называемых червоточин, через которые идет фильтрация нефти (рисунок 10). Технология КГРП совершенствуется в основном за счет выбора оптимального состава жидкости разрыва и кислотного состава.

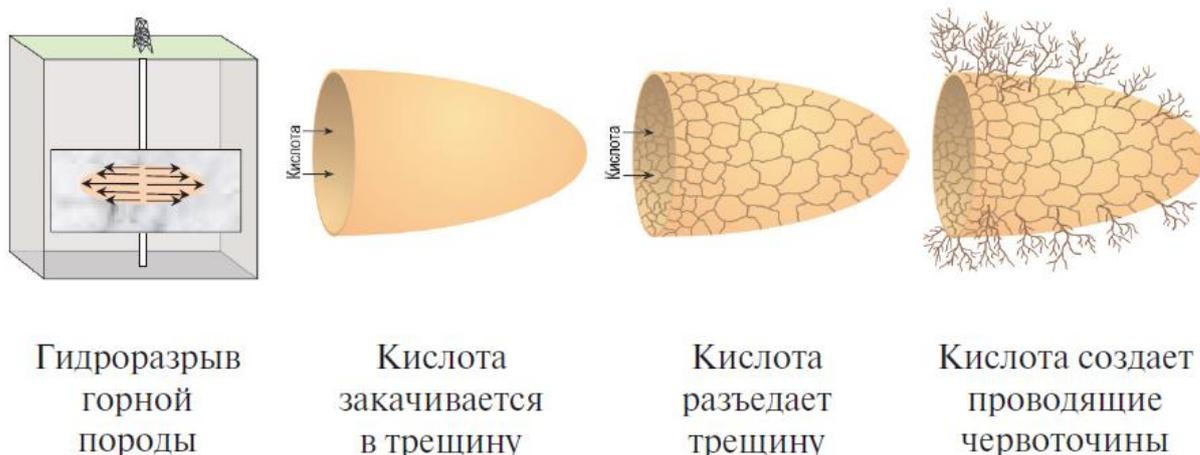


Рисунок 10 – Схема проведения КГРП в скважине [35]

Высокие скорости закачки раствора позволяют достичь эффекта в виде гидроразрыва пласта, а большие объемы закачиваемого раствора позволяют обработать удаленные участки пласта. Для большего результата используют разные химические вещества, такие как: ПАВ, смешанные вещества с кислотами, а также соляную кислоту с растворами для порционной закачки.

Удобство использования КГРП обусловлено его применением на большинстве нефтяных месторождений. При этом степень эффективности зависит от применения нужного технического плана, при разработке которого необходимо учесть: правильную организацию проведения работ, достаточное количество вкладов и специфику характеристик залежей. Основной целью является очистка от нефтяных остаточных соединений из пласта при помощи воздействия кислотных химических реакций. Очистку производят, учитывая давление, т. к. продукт удаляется самостоятельно либо при помощи насосов (струйный или погружной).

Оборудование для КГРП является исходной точкой для успешного контроля качества и выполнения работ. Оборудование, требуемое для выполнения стимулирующей обработки, включает ёмкости, смесительное оборудование, оборудование для подачи кислоты, а также насосное и контрольно-измерительное оборудование.

Смесительное оборудование используется для подготовки жидкости разрыва, комбинирования в заданной пропорции жидких и сухих химических добавок к жидкости разрыва. Жидкости разрыва либо смешиваются порционно до проведения обработки (и хранятся в емкостях, пока они не потребуются), либо смешиваются непрерывно в процессе обработки. Для непрерывного смешивания базовая жидкость подготавливается в предварительном смесителе, который соединяет жидкий концентрат геля с водой затворения и обеспечивает достаточное время гидратации, чтобы базовый гель мог набрать требуемую вязкость. Гидратированный гель затем перекачивается из гидратационной емкости в блендер (смеситель), где в рабочую жидкость вводятся необходимые добавки.

Качество процесса смешивания почти всегда контролируется компьютером. В компьютер вводятся заданные контрольные точки для концентрации смеси, и концентрация поддерживается автоматически, независимо от расхода жидкости. Технологические параметры блендера, такие, как уровень жидкости в баке, скорость перемешивания и давления, также находятся под автоматическим управлением, что сводит к минимуму возможные ошибки оператора.

Сегодня при проведении ГРП в реальном времени можно контролировать и регистрировать более тысячи отдельных параметров. Контроль параметров жидкостей обработки является наиболее существенным элементом контроля качества. Параметры, контролируемые и регистрируемые во время проведения ГРП, включают, но не ограничиваются давлением, температурой, расходом жидкости и концентрациями добавок, рН и вязкостью. Любые или все эти параметры могут быть визуализированы во время проведения работ, причем во многих случаях их значения могут в реальном времени пересчитываться на скважинные условия. Во время проведения обработки также контролируются и регистрируются многие параметры оборудования — время работы, давления, вибрация и так далее.

Типовая схема расстановки оборудования при ГРП и КГРП приведена на рисунке 11. Минимальное расстояние между устьем скважины и ближайшим насосным агрегатом должно составлять не менее 10 метров. Расстояние между насосными агрегатами может изменяться в зависимости от размера куста и используемых технологий при ГРП и КГРП, но составлять не менее 1 метра.

Другие установки для выполнения работ (парогенераторная установка, АДПМ) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

Перед первой закачкой необходимо выполнить промывку блендера, насосов высокого давления, технологических линий и манифольда в амбар, вакуумный агрегат или желобную емкость для удаления остатков пропанта из линий. Все всасывающие манифольды необходимо проверить на отсутствие в них остатков пропанта.

Принципиальный процесс КГРП состоит из следующих последовательных этапов:

1. Закачка жидкости глушения в скважину с целью определения приемистости пласта;
2. Закачка в скважину рабочей жидкости (кислотного раствора);
3. Продавка рабочей жидкости в пласт с помощью жидкости глушения.

По окончании продавки подаётся общая команда «Стоп!». Руководитель КГРП осуществляет обход кустовой площадки с целью проверки исправности всех приборов, расходомеров на насосах, герметичности устья скважины. Все это время падение давления в скважине записывается на компьютере.

По окончании проверки, руководитель КГРП командует остановить насосные агрегаты.

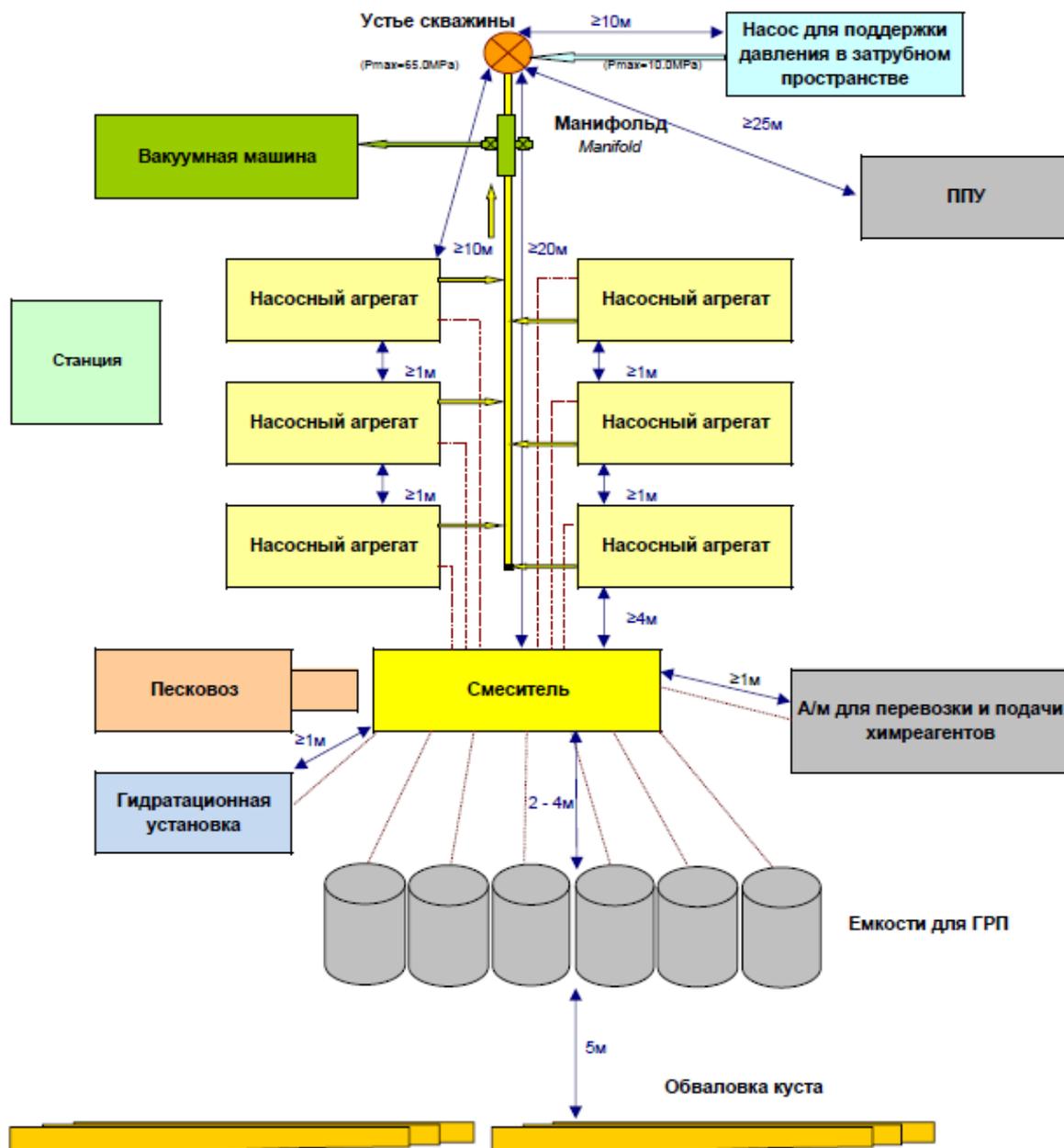


Рисунок 11 – Типовая схема расстановки оборудования при ГРП и КГРП

Следующим этапом является демонтаж линий и откачка оставшейся в них жидкости с помощью вакуумной установки.

По завершении работ кустовая площадка и скважины, где проводился процесс кислотного гидравлического разрыва пласта, сдаются в соответствии акта установленной формы.

На месторождении X_1 работы по КГРП были проведены на объекте $M+M_1$ 9 раз. В целом суммарный фактический стартовый дебит нефти

составил 122,2 т/сут (таблица 3), проектным документом проведение данного метода на объекте не планировалось.

Средний дебит нефти после мероприятия повысился в 2 раза с 7,2 т/сут до 13,6 т/сут. Кратность превышения дебита по жидкости составила 1,4 раза.

Процент обводненности не увеличился.

Таблица 3 – Эффективность ГРП. Объект М+М1

Скважина	Пласт	Режим работы на дату мероприятия	Вид мероприятия	Режим до мероприятия			Режим после мероприятия			Прирост добычи нефти, т/сут	Эффект, тыс.т.
				Q _н	Q _ж	%	Q _н	Q _ж	%		
110	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	12,3	18,9	34,3	20,6	41,3	50	8,3	1,1
120	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	19,4	138,7	86,0	19,8	144,5	86,3	0,4	0,2
149	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	6,9	41,5	83,3	7,9	108,5	92,7	1,0	1,5
205	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	3,5	39,9	91,2	18,3	225,4	91,9	14,8	3,6
206	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	6,0	32,9	81,7	10,1	54,4	81,4	4,1	0,1
213	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	10	29	62	21	30	21	11,0	1,4
222	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	2,4	143,2	98	4,7	156	97	2,3	0,5
227	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	1,8	61,9	97,2	9,1	127,7	92,9	7,3	0,3
231	М+М ₁	Нефтяная	КГРП	1,5	10	85	10,3	46,2	77,6	8,8	0,3

Работы произведены на основе накопленного опыта, применимого для данного месторождения. Для закачки использовалась кислота HCL 15%. Средний объем закачанной кислоты на 1 скважину составил 93 м³. В качестве отклонителя использовался линейный и сшитый гель. Средний расход закачки 3 м³/мин. Технологических отклонений от программы работ не отмечалось.

2.3 Прогноз изменения трещиноватости в результате применения геолого-технологических мероприятий

Результатом проведения КГРП является существенное увеличение проницаемости ПЗП, которая может стать даже выше проницаемости удаленной зоны пласта. Повышение проницаемости в свою очередь вызывает увеличение продуктивности скважины, а также коэффициента извлечения нефти в результате увеличения зоны дренирования скважины. Однако технология КГРП является достаточно сложной. Если проектирование КГРП проведено не на должном уровне, то успешность ГТМ может быть нулевой и даже отрицательной, а материальные затраты не оправдают ожиданий, главным образом из-за недостаточного знания реальных характеристик пласта. Поэтому во многих случаях перед применением основного ГРП производится тестовый гидроразрыв (мини-ГРП), после которого корректируются все параметры модельного «дизайна» КГРП.

Дизайн КГРП содержит следующие сведения:

- общая информации о скважине;
- анализ влияния положения водяного контакта на продукцию;
- анализ пропластков, петрофизика, анализ каротажа;
- расчет геометрии трещины;
- программа технологии закачки жидкостей разрыва;
- прогноз дебита продукции и прочих устьевых параметров при заданном способе добычи.

Пласты –кандидаты для КГРП:

- чистые известняки и доломиты (должны иметь хорошие барьеры для создания длины);
- чистые карбонаты (растворимость в $HCl > 70\%$). Если растворимость в $HCl < 70\%$, то протравленные каналы будут загрязнены, а освобождение нерастворимых частиц приводит к закупорке трещины;

- меловые отложения не подходят для кислотного ГРП (мягкие, отсутствие остаточной проводимости после закрытия);

- не песчаники, так как соляная кислота не может адекватно протравливать стенки трещины, и освобождаемый при реагировании материал приведет к закупорке трещины.

Скважина, на которой будет проводиться КГРП, должна удовлетворять следующим требованиям [32]:

- конструкция скважины должна соответствовать техническим и технологическим требованиям к проведению КГРП: удовлетворительное состояние цементного камня в интервале перфорации +20 м, герметичность и отсутствие заколонных перетоков в эксплуатационной колонне;

- расстояние до нагнетательной скважины не менее 400 метров;

- скважина не должна находиться вблизи уровня ВНК или ГНК;

- эффективная толщина пласта не менее 3 м;

- скважина должна иметь ухудшенную призабойную зону пласта;

- в зоне дренирования скважины должна быть высокая плотность извлекаемых запасов;

- у скважины должна быть отрицательная динамика коэффициента продуктивности за последние годы эксплуатации;

- рекомендуемое пластовое давление по скважине не должно быть ниже 0,9 от начального давления по залежи, но в отдельных случаях, допускается более низкое значение текущего пластового давления, но не ниже давления насыщения нефти газом;

- текущая обводненность скважины-кандидата должна быть не более 50%.

Эффективность обработки определяется длиной трещины и ее проводимостью. Факторы, влияющие на длину и проводимость трещин:

1. Тип кислоты, концентрация и объем (чем больше концентрация и объем, тем шире трещина);

2. Утечки кислоты вызывают снижение давления обработки, тем самым останавливается распространение трещины;

3. Скорость реакции – количество молекул кислоты, прореагировавших с карбонатной породой в единицу времени;

4. Время нейтрализации – время, необходимое для полной траты кислоты;

5. Вязкость кислоты;

6. Скорость закачки;

7. Пластовые параметры (минералогия, температура, насыщение, смачиваемость, напряжение, жесткость породы);

8. Разница давлений (давление нагнетания больше давления разрыва породы).

Дизайн КГРП представляет собой метод, позволяющий рассчитать максимальную продуктивность скважины после гидроразрыва для заданных пластовых условий, с учетом технологических и экономических ограничений. Он решает следующую задачу: вначале определяется оптимальное размещение заданного количества проппанта, при котором достигается максимальное увеличение продуктивности, и затем для полученной геометрии трещины рассчитывается план закачки, который эту геометрию обеспечит, с учетом имеющихся ограничений.

Важнейшим элементом подготовки к проведению КГРП является сбор и анализ первичной информации. Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно разделить на несколько групп:

- характеристика напластования (последовательность чередования пластов, их толщина);

- геолого-физические свойства пластов (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, вязкость и сжимаемость пластовых жидкостей);

- свойства пластов, определяющие геометрию и ориентацию трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, трещиностойкость, сжимаемость породы);

- свойства жидкости разрыва и проппанта;

- конструкция скважины.

На месторождении X₂ дизайн КГРП составлен для пласта M₁ (геолого-физические свойства представлены в таблице 4), общая мощность составляет 53 м, эффективная – 5 м.

Таблица 4 – Геолого-физические свойства пласта

Наименование	Значение	Ед.изм
Общая мощность пласта	53	м
Эффективная мощность пласта	5	м
Проницаемость	4	мД
Пористость	15	%
Текущее пластовое давление	179	атм
Давление насыщения газом	237	атм
Забойное давление	70	атм
Температура пласта	104	°С
Плотность нефти	0,875	г/см ³
Вязкость нефти	0,45	сП
Объёмный коэффициент	1,505	(пл.м ³ /ст.м ³)
Удельный вес газа	0,734	
Сжимаемость	3,07	атм ⁻¹
Процент обводненности продукции	70,2	%
Текущий скин	0	
Безразмерный индекс продуктивности	0,14	
Радиус дренирования	250	м

Далее задаемся исходными параметрами карбонатных пород продуктивных отложений (пласт M₁). Приведенные средние значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона, трещиностойкость, напряжение являются исходными для составления первоначального дизайна трещины (таблица 5). В процессе калибровки давления эти параметры могут несколько измениться, однако в разумных пределах отклонений от указанных величин.

Модуль Юнга. Чтобы трещина развивалась, она должна увеличиваться в ширину. Для этого порода с каждой стороны трещины должна быть отодвинута. Модуль Юнга определяет, сколько энергии требуется для такого

перемещения в соответствии с классической линейной упругой механикой разрыва. Породы с большим модулем Юнга для смещения потребуют много энергии (т.е. высокого эффективного давления).

Пластовое напряжение (часто называется ограничивающим напряжением, в основном горизонтальным напряжением) – напряжение, созданное в пласте горным давлением и тектонической активностью, которое должно быть преодолено (или которое должно быть приложено) для того, чтобы начать раздвигать пласт. Фактическое забойное давление разрыва представляет собой сумму трех давлений, необходимых для преодоления пластового напряжения, продвижения трещины и увеличения ее ширины.

Трещиностойкость является критическим коэффициентом интенсивности напряжений для режима разрыва. При гидроразрыве трещиностойкость представляет ту часть энергии, которая требуется для того, чтобы физически разделить породу у острия трещины.

Таблица 5 – Свойства горных пород пласт М₁ месторождения Х₂

Наименование	Вертикальная глубина подошва	Измеренная глубина подошва	Градиент напряжения	Напряжение	Модуль Юнга	Кэфф. Пуассона	Трещиностойк ость
	(м)	(м)	(кПа/м)	(атм)	(кПа)		(кПа·м ^{1/2})
Аргиллит	3044,1	3408,2	18	540,77	69,526	0,28	3000
Аргиллит каверн.	3048	3433,5	16	481,3	69,526	0,25	2000
Известняк	3051,9	3459,5	15	451,79	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3052,3	3463,4	14,5	436,8	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3052,8	3467,2	15	451,94	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3053	3468,8	14,5	436,9	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3053,8	3475,4	15	452,08	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3054,8	3484	14,5	437,15	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3060,6		15	453,09	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3061,1		14,5	438,06	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3062,1		15	453,31	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3062,6		14,5	438,26	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3065,5		15	453,81	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3066,5		14,5	438,82	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3067,6		15	454,13	69,526	0,22	1098,8
Известняк трещ	3067,9		14,5	439,03	48,313	0,15	1098,8
Известняк	3075,2		15	455,25	69,526	0,22	1098,8
Известняк	3098,6		15	458,71	69,526	0,22	1098,8

Для многих карбонатных пластов характерны большие модули Юнга, поэтому в них трудно сформировать широкие трещины. В таких пластах ширину трещины можно увеличить путем:

- использования буферной жидкости высокой вязкости;
- закачки флюида с высоким расходом;
- закачки большого объема флюида;
- снижения утечки флюида в пласт добавками понизителей утечек.

Таблица 6 – Конструкция скважины

Наименование	Значение	Ед.изм
Внутренний диаметр Э/К	127	мм
Толщина стенок Э/К	9,2	мм
Внутренний диаметр Э/К	108,6	мм
Глубина спуска Э/К	4168	м
Альтитуда ротора	103,96	м
Внешний диаметр НКТ	88,9	мм
Толщина стенок НКТ	6,5	мм
Внутренний диаметр НКТ	76	мм
Глубина посадки пакера	3090	м
Глубина спуска НКТ	3291,51	м
Верх интервала перфорации	3401,29	м
Низ интервала перфорации	4155,78	м
Вертикальная отметка верх интервала перфорации	3052,97	м
Угол вхождения в пласт	90,04	°
Азимут	269,64	°
Текущий забой	4167,55	м
Радиус скважины	0,078	м

Примечание: Скважина горизонтальная. Э/к Ø178/159.6мм до 3360м, хвостовик Ø127/108.6мм 3291,51 - 3296,51м. Пакер на НКТ-89 на глубине - 3090м + хвостовик НКТ-73 201,51м. Щелевой фильтр 3291,51 - 4168м.

Последовательность планирования КГРП (дизайн КГРП)

1. Определение оптимальной геометрии трещины, которая обеспечит максимальное значение коэффициента продуктивности для заданной жидкости КГРП.

2. Составление плана закачки, который обеспечит образование оптимальной трещины.

3. Расчет добычных возможностей скважины (кратность увеличения дебита), при этом выполняется краткосрочный прогноз с горизонтом 1-2 мес до окончания неустановившегося периода.

4. Составление редизайна КГРП и расчет дополнительной добычи нефти.

По исходным данным и проведенным исследованиям был составлен дизайн трещины (таблица 7, рисунок 12). Запланировано получить трещину длиной 49,51 м, из которых 42,58 будут протравлены кислотным раствором.

Таблица 7– Дизайн геометрии трещины

Наименование	Значение	Ед.изм
Гидравлическая длина	49,51	м
Общая высота трещины	51,63	м
Максим. ширина трещины в зоне перфорации	7,37	мм
Средняя гидравлич. ширина трещины	4,297	мм
Протравленная длина	42,58	м
Протравленная высота	51,63	м
Средняя протравленная ширина трещины	4,297	мм
Проводимость трещины	5806	мД\м
Безразмерная проводимость	34,09	
Масса растворенной породы	22248	кг
Объем растворенной породы	8,24	м ³
Общий объем пустот	9,695	м ³
Скин	-4,00	

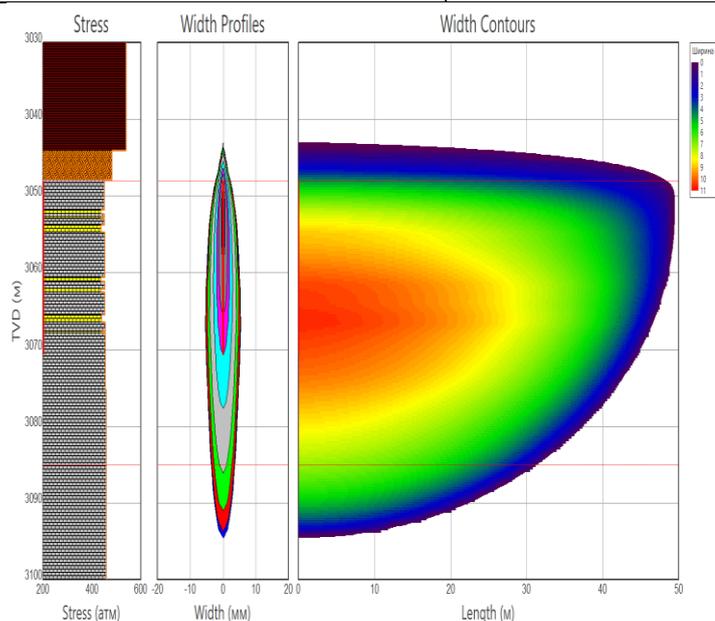


Рисунок 12 – Дизайн трещины

Прогнозируемый скин принимает отрицательное значение -4, что характерно для пласта, подвергнувшегося интенсификации. Протравленная ширина трещины (b) и полученная проводимость (F_{CD}) позволяют вычислить проницаемость трещины (k_T):

$$k_T = \frac{F_{CD}}{b} \cdot 1000 = 1351253 \text{ мД} \quad (15)$$

Построен график зависимости проницаемости протравленной трещины от ее длины (рисунок 13), видим, что зависимость – обратно пропорциональная, то есть с увеличением длины проницаемость снижается.

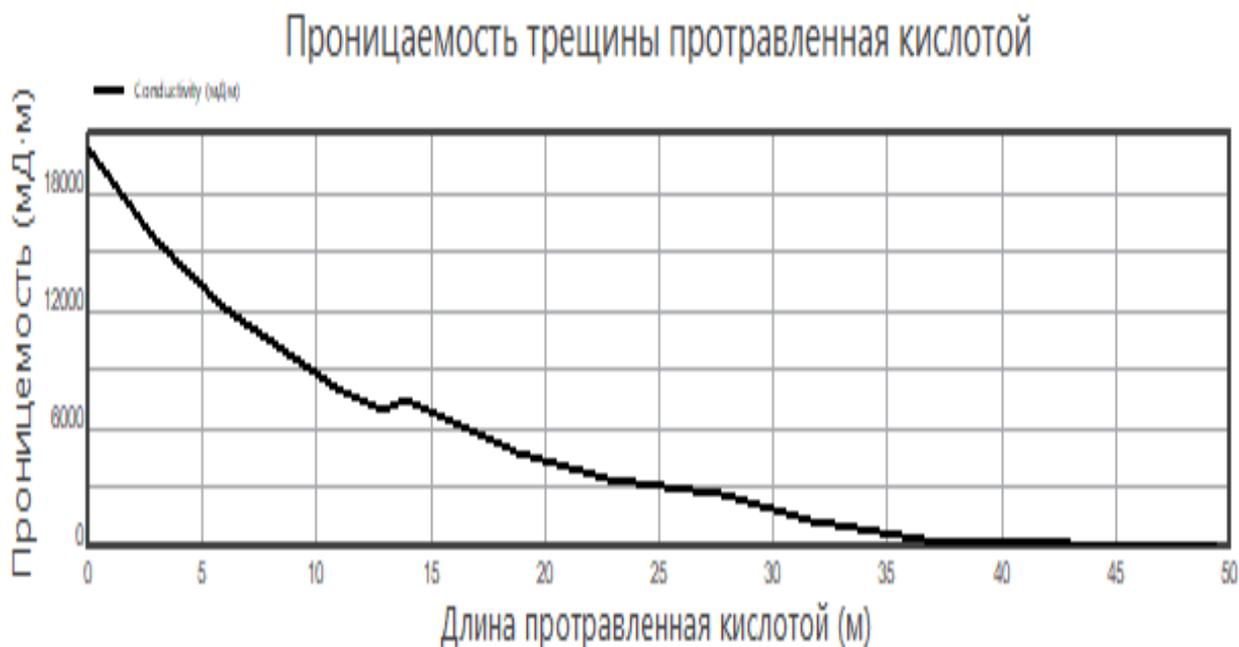


Рисунок 13 – График зависимости ширины трещины от длины трещины

2.4 Выбор основных показателей проведения кислотного гидроразрыва пласта на месторождении X₂

При заданном общем времени закачки и объеме кислоты, тем не менее необходимо разработать график закачки, который обеспечит получение проектной геометрии расклиненной трещины.

При проведении КГРП важным условием является расчет оптимального объема рабочих жидкостей и темпа закачки. В процессе КГРП

часть рабочей жидкости вследствие поглощения пористой средой используется неэффективно, что характеризуется понятием «коэффициент утечек». Чем выше скорость закачки, тем при больших значениях коэффициента утечек можно проводить обработку. Для создания длинной трещины требуются жидкости с низким коэффициентом утечек.

Для определения рационального соотношения объемов кислотного раствора и буфера объемом продавочной жидкости равен одному объему скважины. Такой расчет позволяет получить трещину с наибольшей проводимостью. В качестве жидкости продавки был выбран Лин. Гель-18, расход 3 м³/мин, объем 20,6 м³, время закачки составило 7 минут 56 секунд.

Таблица 8 – Расчет объема продавки

Наименование	Значение	Ед.изм
Объём линии	1,0	м ³
Объём НКТ	14,198	м ³
Объём Э/К	1,017	м ³
Общий объём	16,2	м ³
Перепродавка	4,4	м ³
Объём продавки	20,6	м ³

Для образования трещины прежде необходимо закачать часть жидкости без кислотного раствора («подушку»). Объем «подушки» обеспечивает развитие трещины перед закачкой кислотного состава: если он будет недостаточным, то трещина не вместит объем кислотного состава, что практически приведет к остановке процесса; если объем «подушки» будет слишком большим, это приведет к снижению проводимости трещины, что, в свою очередь, снизит эффективность КГРП и повлечет за собой неоправданные затраты. Поэтому выбору объема «подушки» уделяется большое внимание.

В качестве «подушки» был выбран Лин. Гель-18, расход 3 м³/мин, объем 7 м³, время закачки составило 2 минуты 20 секунд. Объем буфера рассчитан так, чтобы создать необходимые длину для оптимальной обработки в данном пласте, а также охват по вертикали весь продуктивный интервал.

Концентрация кислоты – важный параметр при проектировании гидроразрыва. Предпочтение отдается концентрированной 15 %-ной кислоте она имеет достаточную растворяющую способность и выделяет значительный объем CO₂, который может ускорить очистку скважины после стимуляции. Самыми главными присадками к кислоте являются ингибитор коррозии и понизитель утечек. Последний очень важен для показателей обработки. Без эффективных понизителей утечек редко можно добиться высоких результатов обработки.

Согласно промышленному опыту рекомендуется объем кислоты, по крайней мере в 3 раза больший объема трещины, при использовании 15%-ной HCl (таблица 9). В пласт было закачено 100 м³ 15%-ной соляной кислоты, расход 3 м³/мин, время закачки – 33 минуты 20 секунд.

Таблица 9 – Характеристика кислоты и добавок

Кислота		Конц.	Количество	Ед изм
Раствор соляной кислоты	HCL	15%	100,0	м ³
Наименование добавки	название	Конц.	Количество	Ед изм
Ингибитор коррозии	Ci-400	4,0	400,0	л
Противоосадочный агент	ASA-1	6,0	600,0	л
Загуститель	Liquid AGA	2,0	200,0	л
Дезэмульгатор	NG NE-1	2,0	119,2	л
Дезэмульгатор	DM-1	5,0	500,0	л
Контроль железа	Hi-Iron C	7,0	700,0	л
Гелант	WGA NG-1	1,8	107,3	кг
Многофункциональная добавка	SA-300	0,25	25,0	кг

По завершении была произведена продавка кислоты в пласт. В качестве жидкости продавки был выбран Лин. Гель-18, расход 3 м³/мин, объем 20,6 м³, время закачки составило 7 минут 56 секунд.

На основании фактических данных по закачке химреагентов, был составлен График закачки химреагентов представлен на рисунке 14.

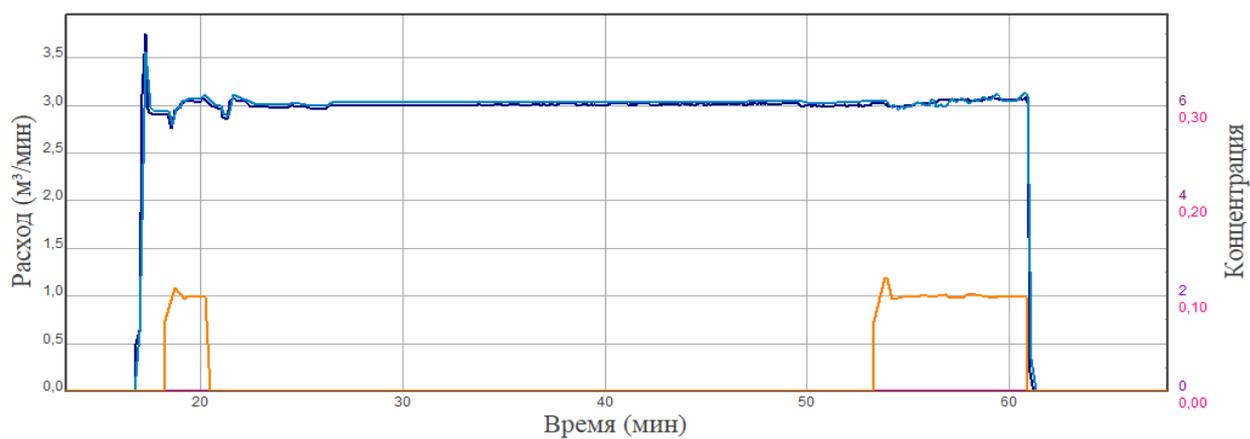


Рисунок 14 – График закачки химреагентов

Всего было закачено 100 м³ 15% раствора HCL с загустителем OSC Liquid AGA. Объем продавки составил 20,6 м³.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ М₁ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х₂

Основная цель интенсификации добычи — увеличить продуктивность скважины. Ожидаем увеличение индекса продуктивности, которое, в свою очередь, можно использовать для увеличения дебита или снижения депрессии на пласт. Для достижения поставленной цели на месторождении Х₂ рекомендуем комплексный подход по изучению влияния трещиноватости и повышению эффективности методов ее увеличения, заключающийся в:

1. Оценке условий карбонатов

Карбонатный пласт М₁ общей мощностью 53 м и эффективной – 5 м, его проницаемость составляет всего 4 мД, а пористость – 15 %. Температура пласта 104 °С, пластовое давление 18 МПа. Тип коллектора смешанный – трещинно-каверново-поровый. Основная ёмкость связана с кавернами и полостями выщелачивания, а продуктивность – в основном, с трещиноватостью. Пласт неоднороден как по разрезу, так и по площади, это связано с его вторичными преобразованиями. Приток нефти происходит главным образом по трещинам. При оценке трещиноватости определяются следующие показатели: ширина (раскрытость) трещин, трещинная пористость, трещинная проницаемость, густота трещин.

2. Методах исследования трещиноватости

При исследовании на керне параметры трещиноватости определяются методом шлифом, который не требует дорогостоящих компьютерных программ и является методом прямых наблюдений, однако полученная информация характеризует только начальное состояние пласта.

Наиболее детальное изучение механизма фильтрации в трещиноватом пласте обеспечивает модель Уоррена-Рутта, заключающаяся в обработке КВД особого вида, которая позволяет получить такие характеристики трещиноватости как фактическую раскрытость, проницаемость, коэффициент перетока из матрицы.

Интерпретация данных (КВД и КСД) пласта М1 показала характерный признак наличия двух фильтрационных сред (поры и трещины), поэтому особое внимание следует уделить определению параметров, характеризующих запаздывание «перетоков» между блоками и трещинами (кавернами).

3. Применении технологических решений по увеличению трещиноватости

В основе мероприятий по увеличению трещиноватости (СКО и КГРП) лежит способность соляной кислоты вступать в химическую реакцию с карбонатными породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их.

Высокая неоднородность продуктивного пласта позволяет закаченной кислоте проникать только в хорошо проницаемые зоны, в следствие чего реакция происходит в ПЗП. Поэтому первой особенностью проведения СКО и КГРП пласта М₁ является обязательное увеличение радиуса обработки. Для увеличения эффективности КО необходимо контролировать процесс растворения породы в кислотном растворе, по мере удаления от ствола скважины кислота теряет свою активность, и ее реакция с породой идет менее интенсивно.

Способ КГРП является наиболее эффективным, так как кислота реагирует как в прискважинной зоне, так и в удаленной части пласта. Все параметры КГРП содержатся в «дизайне», который включает в себя все необходимые данные для проведения мероприятия. Основными являются расчет геометрии трещины и программа закачки жидкости разрыва. При проведении КГРП важным условием является расчет оптимального объема и состава рабочих жидкостей, а также темпа закачки. Цель – обеспечить получение проектной геометрии трещины, которая обеспечить максимальное значение коэффициента продуктивности.

4. Оценке эффективности применения геолого-технических мероприятий

Обсуждая продуктивность конкретной скважины, подразумевается связь между дебитом и движущей силой (депрессией на пласт), где «константа» пропорциональности J называется индексом продуктивности (ИП) [34].

$$Q = J \cdot \Delta P \quad (16)$$

Длина трещины и безразмерная проводимость трещины — это две основные переменные, контролирующие индекс продуктивности трещины, подвергнутой гидроразрыву. Безразмерная проводимость трещины есть мера относительной легкости, с которой добываемые флюиды текут внутри трещины, в сравнении со способностью пласта отдавать флюиды внутрь этой трещины.

Скин-фактор (или просто «скин») — это еще одна идеализация, объединяющая наиболее важные аспекты повреждения призабойной зоны пласта: дополнительное падение давления, вызванное этим повреждением, пропорционально дебиту. Даже при самой лучшей практике бурения и освоения, в большинстве случаев имеется некоторое повреждение пристволенной зоны пласта. Скин можно рассматривать как меру «качества» (или «добротности») скважины. К скин-эффекту могут добавляться другие механические факторы, сами по себе не вызванные повреждением коллектора. Это может быть плохая перфорация, частичное вскрытие пласта, недостаточный размер внутрискважинного оборудования, и так далее. Если скважина повреждена (или ее продуктивность по какой-либо причине ниже продуктивности идеальной скважины), скин-фактор положительный.

Интенсификация скважины увеличивает индекс продуктивности. Есть смысл рассматривать любой вид стимуляции как операцию для уменьшения скин-фактора. Если обобщить понятие скин-фактора, с включением отрицательных значений, то в эти рамки попадают даже такие операции, которые не только устраняют повреждение, но и создают новые или улучшенные пути для проводимости, одним из таких и является КГРП.

J_D – безразмерный индекс продуктивности рассматривается как функция параметров трещины, то есть функция геометрии области дренирования и параметров трещины.

После проведения КРГП на месторождении X_2 были получены следующие данные:

Таблица 10 – Анализ изменения дебита и некоторых параметров трещины после проведения КРГП на месторождении X_2

Наименование	Значение	Ед.изм.
Скин-фактор	-4,53	
Безразмерный ИП (J_d)	0,36	
ИП	0,31	м ³ /сут/атм
Длина трещины	41,978	м
Безразмерная проводимость трещины	33,62	
Забойное давление	50	атм
Обводненность продукции	44,2	%
Доп. прирост дебита нефти	19,2	т/сут
Доп. прирост дебита жидкости	39,40	м ³ /сут

Сравнивая исходные данные с полученными, видим, что скин-фактор приобрел отрицательное значение -4,53 (до КРГП – 0), это повлекло за собой увеличение безразмерного индекса продуктивности J_D более чем в 2,5 раза (было – 0,14, стало – 0,36). Возрастание индекса продуктивности предполагает возрастание дебита, что и было получено. После КРГП доп. прирост дебита жидкости в скважине составил 39,4 м³/сут, по нефти – 19,2 м³/сут, также уменьшилась обводненность продукции с 70,2% до 44,2%.

Получен расчет дебита на год вперед (рисунок 15). Результатом проведения ГТМ является изменение параметром трещин в пласте, а также получение дополнительных потоков жидкости.

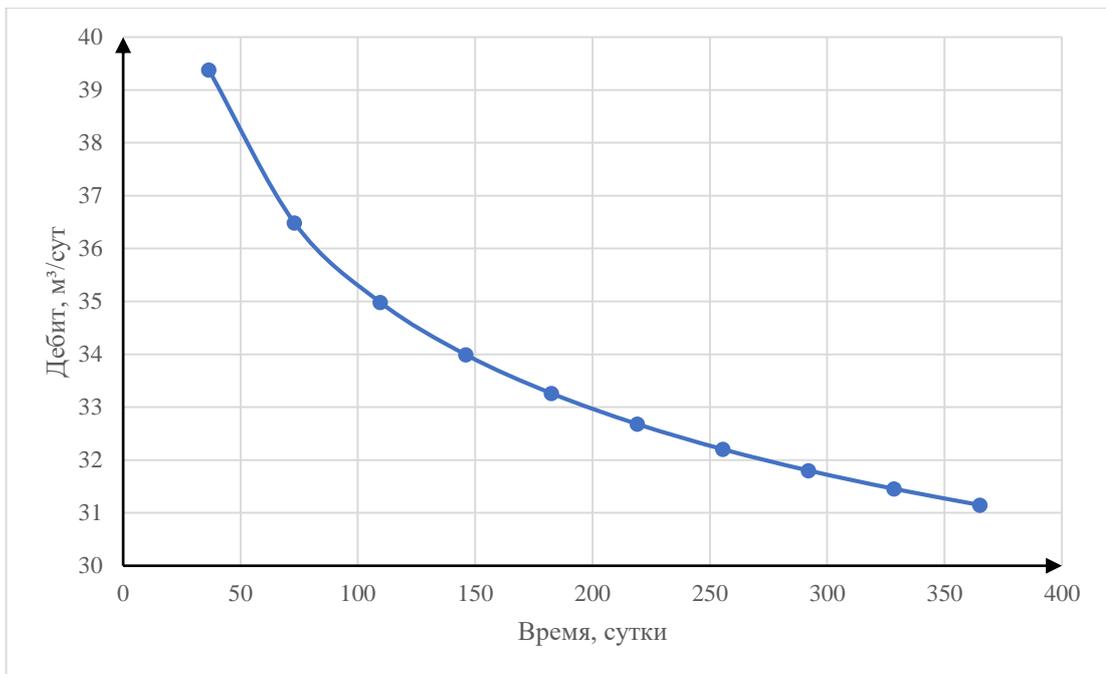


Рисунок 15 – Зависимость дебита от времени

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Файзирахмановой Маргарите Руслановне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономики</i>	Проведено обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности.
<i>2. Расчет экономической эффективности</i>	Выполнены расчеты экономической эффективности использования технологии кислотной обработки призабойной зоны пласта.
<i>3. Расчет чистой прибыли предприятия от мероприятий</i>	Выполнен расчёт чистой прибыли предприятия от проведённых кислотных обработок и доказана необходимость данных мероприятий.

Перечень графического материала

Таблицы:
<ul style="list-style-type: none"> • Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта • Показатели эффективности проведения кислотных обработок • Чистая прибыль после кислотной обработки

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Файзирахманова Маргарита Руслановна		

4 ФИНИСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль охватывает разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, добычу жидких углеводородов, переработку, производство и сбыт энергии. Но большинство месторождений России находятся на последней стадии разработки, из-за чего приходится находить новые решения для выработки запасов и извлечения их на поверхность. При этом результаты решений (принятия новых технологий) должны иметь экономическую выгоду. Поэтому необходимо раскрыть понятие и цели финансового менеджмента компании.

Финансовый менеджмент – это финансовая наука, которая изучает методы эффективного использования собственного и заемного капитала компании, способы получения наибольшей прибыли при наименьшем риске, быстрого приращения капитала.

Можно выделить следующие цели финансового менеджмента:

- максимизация прибыли;
- увеличение доходов собственного предприятия;
- рост курсовой стоимости акций;
- достижение устойчивой ликвидности активов и рост рентабельности

собственного капитала.

Основная цель финансового менеджмента - нахождение оптимального соотношения между краткосрочными и долгосрочными целями развития предприятия и принятие соответствующих решений.

Основной конечной целью финансового менеджмента является повышение конкурентных позиций фирмы в соответствующей сфере деятельности через механизм формирования и эффективного использования прибыли для обеспечения максимизации рыночной стоимости фирмы (т. е. обеспечение максимального дохода собственникам фирмы). Обычно эта цель ассоциируется с ростом прибыли и снижением расходов фирмы, однако эти

ситуации не всегда адекватны. Расчёт финансового менеджмента основан на определении экономической эффективности от выявленной технологической эффективности.

Технологическая эффективность – это количественный показатель эффективности, измеряемый в тоннах дополнительно добытой нефти за рассматриваемый период (например, технологическая эффективность на конец года), либо за период продолжительности эффекта. Технологическая эффективность – входной параметр для расчета экономической эффективности. Производительность скважины – комплексный показатель. Обычно при рассмотрении эффективности производят сравнение производительности скважины до и после обработки.

В ряде случаев, под технологической эффективностью может пониматься сравнение иных параметров работы скважины, например – профиль приемистости до и после обработки.

Технологическая эффективность измеряется в тоннах дополнительной добычи нефти.

Ежемесячно на протяжении продолжительности эффекта, текущий месячный дебит нефти сравнивается с рассчитанным средним дебитом до обработки. Полученные приросты добычи по каждому месяцу продолжительности эффекта суммируются для расчета достигнутого технологического эффекта.

Экономическая эффективность обработки – экономический показатель эффективности работ, измеряемый полученной прибылью в рублях. Полный расчет количественных показателей качества ОПЗ невозможен без ведения базы данных по кислотным обработкам скважин.

В компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия и эффективности добычи нефти являются ГТМ, которые направлены на повышение производительности скважин. Наиболее часто применяемым видом ГТМ в

компания является обработка призабойной зоны пласта кислотными композициями, такими как СКО и ГКО.

Внедрение мероприятий по кислотной обработке призабойной зоны в процесс добычи нефти по скважине, участку или месторождению сопровождается изменениями следующих технологических показателей в течение определенного периода:

- добычи нефти (ΔQ_n , тыс. т);
- добычи жидкости ($\Delta Q_{ж}$, тыс. т);
- обводненности добываемой продукции.

Изменение добычи нефти (увеличение) при внедрении мероприятий возможно за счет:

- снижения обводненности продукции при сохранении уровня добычи жидкости на том же уровне;
- увеличения добычи жидкости.

В основном расчёт экономической эффективности производится по методам: для единичной скважины (на которой было проведено мероприятие), и для всех скважин (на которых было проведено мероприятие) за год, после проведения обработки.

4.1 Техничко-экономическое обоснование проведения соляно-кислотной обработки

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 11.

Объём внедрения КО (количество проведённых кислотных обработок), объём добычи нефти до проведения КО и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 2017 год.

Товарная стоимость нефти, себестоимость нефти до и после проведения КО приведены в экономической сводке ООО «РН-Юганскнефтегаз».

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

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$З = \frac{З_{\text{общ}}}{N}, \text{ тыс. руб./скважино-операция} \quad (16a)$$

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

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

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

$$\Delta Q_{\text{н}} = \Delta Q_{\text{н2}} - \Delta Q_{\text{н1}}, \text{ тыс. т} \quad (17)$$

где, $Q_{\text{н1}}$ – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

$Q_{\text{н2}}$ – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

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

$$\Delta Q_{\text{н1об}} = \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{N}, \text{ тыс. т} \quad (18)$$

где, Q_n – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

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

Таблица 11 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметры	Обозначение	СКО	ГКО
Объём внедрения КО, скважино-операций	N	357	193
Стоимость нефти (товарная), руб./т	C_n	23830	23830
Общие затраты на проведение КО, тыс. руб.	$Z_{общ}$	19917,74	11670,71
Затраты на проведение единичной КО, тыс. руб./скважино-операция	Z	55,792	60,470
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8172,7	8172,7
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	C_1	16024,9	16024,9
Себестоимость нефти после проведения КО, руб./т	C_2	16024,5	16024,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	H	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	Q_{n1}	3286	1776,465
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	Q_{n2}	3289,822	1779,559
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т	ΔQ_n	3,822	3,094
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{n1об}$	0,012	0,016

4.2 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотной обработки

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$Э_{1об} = C_n \cdot \Delta Q_{n1об} - УПР \cdot \Delta Q_{n1об} - Z, \text{ тыс. руб} \quad (19)$$

где, $\Delta Q_{н1об}$ – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т;

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

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

Z – затраты на проведение мероприятия, руб.

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

$$\Delta \text{Э}_г = C_2 \cdot Q_{н2} - C_1 \cdot Q_{н1} - N \cdot \Delta Q_n, \text{ тыс. руб.} \quad (20)$$

где, $Q_{н1}$ и $Q_{н2}$ – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

ΔQ_n – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

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

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

Таблица 12 – Показатели эффективности проведения кислотных обработок

Параметр	Обозначение	СКО	ГКО
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	$\Delta_{1об}$	132,095	190,047
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	Δ_g	59728,673	48692,86

Расчёт чистой прибыли предприятия

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

$$\text{ЧП} = \Delta_g - \frac{\text{НДПИ} \cdot \Delta_g}{100\%} - Z_{\text{общ}}, \text{ тыс. руб.} \quad (21)$$

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

N_n – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

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

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

Таблица 13 – Чистая прибыль после кислотной обработки

Параметр	СКО	ГКО
Чистая прибыль, тыс. руб.	27865,194	27283,58

Выводы

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения солянокислотных и глинокислотных обработок призабойной зоны пласта. Удельный экономический эффект от солянокислотной обработки единичной скважины составил 132,095 тыс. руб., а от глинокислотной обработки 190,047 тыс. руб. Годовой экономический эффект после СКО вышел 59728,673 тыс. руб., что больше, чем после ГКО (48692,86 тыс. руб). При использовании СКО на 357 скважинах чистая прибыль составила 27865,194 тыс. руб., а при ГКО на 193 скважинах – 27283,58 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного вида ГТМ на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение солянокислотных и глинокислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Но необходимо учитывать различные факторы (тип пласта, минералогический состав пород, его загрязнённость, пористость, проницаемость, пьезопроводность, а также другие литологические и фильтрационно-емкостные свойства, которые влияют на выбор технологии обработки призабойной зоны, для достижения максимальной эффективности и получения необходимого результата.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2Б94		Файзрахмановой Маргарите Руслановне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: химические вещества и технологические оборудования для очистки призабойной зоны пласта</p> <p>Область применения: добывающие нефтяные и газовые скважины, нагнетательные скважины</p> <p>Рабочая зона: полевые условия на кустовых площадках нефтяных и газовых месторождений</p> <p>Климатическая зона: умеренная (Сибирь)</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: насосные установки, оснащенные трехплунжерным насосом, для обвязки насосных установок между собой и с устьем скважины используются блоки манифольдов</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обработка призабойной зоны, очистка фильтра и ПЗС от образований.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 3. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 4. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов 	<p>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума. 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия;

	2. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 3. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на литосферу: разлив вещества Воздействие на гидросферу: утечки вещества Воздействие на атмосферу: распыление вещества
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: природные и социальные катастрофы, взрывы и пожары Наиболее типичная ЧС: пожар в следствии взрыва
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Файзрахманова Маргарита Руслановна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Технологический процесс обработки скважин кислотными композициями осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями (от 10 до 30 МПа) различными веществами (соляная кислота, плавиковая кислота) и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору. При выполнении работ также необходимо руководствоваться: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение КО. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», которые расположены в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождения находятся в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично. Климат района: резко континентальный; снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до середины апреля, а в лесных массивах до начала июня.

Все химические реагенты, которые используются при проведении данного вида ГТМ, входят в «Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи».

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по кислотной обработке необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовой среды в процессе работы.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации.

После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3% раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы. Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, плавиковой кислоты и т.д.) должен быть аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

5.2 Производственная безопасность при проведении кислотной обработки

В связи с [36] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Поэтому возможно их разделить следующим образом, как приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при кислотной обработке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды		+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
4. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
5. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труд (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.

5.2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов

В соответствии с [36] вредные факторы при проведении кислотных обработок являются физические – повышенный уровень шума на рабочем месте.

1. Повышенный уровень шума.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 15).

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [37]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

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

2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с.

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте- непроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

5.2.2 Анализ потенциальных опасных производственных факторов

В соответствии с [36], опасным фактором при кислотной обработке являются токсические вещества в рабочей зоне и повышенное значение напряжения.

1. Факторы, обладающие свойствами химического воздействия.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фтористой, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отёк лёгких, острые отравления. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (таблица 16).

Таблица 16 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [38]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные С ₂ – С ₁₀	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиновая кислота, БФФА	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с [38] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 17.

Таблица 17 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

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

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

2. Факторы, связанные с электрическим током.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику.

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

При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического

состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [41].

Таблица 18 – Воздействие различных сил тока на организм человека

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

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

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [41].

3. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа

На нефтяных и газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % – горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый.

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно

возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

5.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [39].

1. Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [39].

2. Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [40].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших

трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3. Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [39].

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

В ходе проведения ОПЗ кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [40].

5.3.1 Защита атмосферы

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

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

5.3.2 Защита гидросферы

В ходе работ по проведению ОПЗ кислотами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

5.3.3 Защита литосферы

При проведении КО происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

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

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

5.4 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

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

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно

прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

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

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

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки ПЗП, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов.

Рассмотрены основные причины ухудшения экологии при работах в скважине и мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора

по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы были выполнены следующие задачи:

Оценены геологические характеристики карбонатных коллекторов месторождений. Установлено:

1. От характера, направленности и закономерности вторичных изменений зависят коллекторские свойства продуктивных пластов (пористость, проницаемость, трещиноватость).

2. Карбонатные породы-коллекторы отличаются своей неоднородностью как по разрезу, так и по площади, что на практике приводит к необходимости выделения объектов разработки более простого геологического строения, чем вся карбонатная толща.

3. Трещиноватость играет ведущую роль в фильтрационных свойствах плотных пород-коллекторов и межзерновой пористости и кавернозности в аккумуляции в них нефти и газа.

В связи с этим были изучены методы определения трещиноватости карбонатных коллекторов, такие как метод шлифов, интерпретация КВД и ИД с использованием программных комплексов «SAPHIR», «ИРИС», модель Уоррена-Рута. Изучен материал по интерпретации данных месторождения X_1 , с помощью которого определено наличие двойной пористости, получена трещиновато-кавернозная емкость.

При анализе применения современных технологических решений по увеличению трещиноватости пласта M_1 месторождения X_1 были рассмотрены методы СКО и КГРП, их особенности и эффективность. Сделан вывод о том, что эффективность кислотных обработок повышается с увеличением глубины проникновения кислоты в пласт. Также на нее влияют свойства пласта, геометрия трещин, свойства жидкости разрыва, конструкция скважин. Все эти параметры были учтены в «дизайне» КГРП на месторождении X_2 .

Произведен выбор основных показателей проведения КГРП (объем закачиваемой жидкости, ее состав, свойства и расход), получен график закачки химреагентов.

Даны рекомендации по использованию комплексного подхода при изучении влияния трещиноватости и повышению эффективности методов ее увеличения на примере пласта M_1 месторождения X_2 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шпильман, А. В. Моделирование трещиноватых резервуаров с использованием технологий Французского института нефти (IFP) / А.В. Шпильман, Н.Ю. Натчук // Бурение и нефть. – 2012. – №5. – С. 22–23.
2. Мартюшев, Д. А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. тех. наук / Мартюшев Дмитрий Александрович. – Пермь, 2018. – 152 с.
3. Киркинская, В. Н. Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
4. Страхов, Н. М. Зарубежные исследования современных доломитовых осадков в морских водоемах / Н. М. Страхов // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – №4. – С. 3–28.
5. Смехов, Е. М. Трещинные коллекторы нефти и газа и методы их изучения / Е. М. Смехов. – Л.: Недра, 1965. – 289 с.
6. Багринцева, К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999 (II). – 285 с.
7. Каледа, Г. А. Перекристаллизация карбонатных пород палеозоя Русской платформы / Г. А. Каледа, Е. А. Калистова // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – №6. – С. 50–62.
8. Влияние вторичных процессов на коллекторские свойства палеозойских отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины / К. Б. Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов, А. В. Ярошенко. – Тр. МИНХиГП. – 1977. – №123. – С. 62–64.
9. Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа. (Опыт методических исследований) / Е. М. Смехов, Л. Г. Белоновская, М. Х. Булач, Л. П. Гмид – Л.: Недра, 1977. – 120 с.

10. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н, Бочко Р.А Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно–Европейской и Сибирской платформ. / Под ред. К. Багринцевой. — М., 264 с.:ил.
11. Ханин, А.А. Породы – коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969
12. Битнер, А. К. Методы исследования пород–коллекторов и флюидов: учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. – Красноярск: Сиб. федер. ун–т, 2018. – 224 с.
13. Жуков, В.С. Анализ некоторых способов оценки трещинной пористости / В. С. Жуков, В. В. Моторыгин // Вести газовой науки. – 2017. – №3 (31). – С. 207–215.
14. Багринцева, К.И. Карбонатные породы–коллекторы нефти и газа / К. И. Багринцева. – М.: Недра, 1999.
15. ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации // Министерство геологии СССР, Министерство нефтяной промышленности, Министерство газовой промышленности. – 1985.
16. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – М.: Недра, 1999. – 297 с.
17. Викторин, В. Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В. Д. Викторин, Н. А. Лыков. – М.: Недра, 1980. – 202 с.
18. Викторин, В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В. Д. Викторин. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
19. Багринцева, К.И. Трещиноватость осадочных пород / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1982. – 256 с.

20. Гурбатова, И.П. Анализ информативности различных методик определения емкостных свойств карбонатных пластов со сложным типом пористости / И.П. Гурбатова, Н.Н. Михайлов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 2. – С. 52–56.

21. Донцов, К. М. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов / К. М. Донцов. – М.: Недра, 1977.

22. Михайлов, Н.Н. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно–емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 32–36.

23. Некрасов, А.С. Результаты дисперсионного факторного анализа при оценке достоверности структуры порового пространства карбонатных пород–коллекторов / А.С. Некрасов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2015. – № 16. – С. 25–34.

24. Черепанов, С.С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов: дис. ... канд. тех. наук / Черепанов Сергей Сергеевич. – Пермь, 2016. – 111.

25. Сучков, Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б.М. Сучков. – Москва, Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2005. – 688 с.

26. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М. В. Латышева [и др.] // Вестник ПНИПУ. – 2015. – № 15. – С. 73–80.

27. Голф–Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф–Рахт – М.: Недра, 1986. – 608 с.

28. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

29. Черепанов, С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне–фаменской залежи озерного месторождения) / С.С. Черепанов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14.

30. Вилесов, А.П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) // Рифы и карбонатные псефитолиты: материалы всерос. литолог. совещания. – Сыктывкар: Геопринт, 2010. – С. 45-47.

31. Мирзаджанзаде, А.Х. Технология и техника добычи нефти / А.Х. Мирзаджанзаде, А.М. Хасаев, И.М. Аметов. – М.: Недра, 1986. – 216 с.

32. Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта / В. Т. Литвин, К. В. Стрижнев, Т. Н. Шевчук, П. В. Рошин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 70-73.

33. Штырлов, Ю.В. Проведение кислотного гидроразрыва пласта на скважине № 407 приобского нефтяного месторождения. Выбор скважин–кандидатов для проведения кислотного гидроразрыва пласта / Ю.В. Штырлов. – Текст: электронный // Вестник науки и образования. – 2018. – № 8(44). – С. 125–129. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35287724> (дата обращения 01.06.2023). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

34. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой / М. Экономидис, Р. Олайни, П. Валько. – М.: Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004.

35. Пономаренко, Д. М. Современные технологии кислотного ГРП — большое преимущество в разработке карбонатных коллекторов Тимано–Печорского региона / Д. Пономаренко, М. Кубрак, А. Каримов и др. // Материалы Российской нефтегазовой конференции SPE. Москва, 24–26 октября 2016 г. — Доклад SPE 182118–RU. — С. 2.

36. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

37. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

39. ИПБОТ 137–2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

40. Панин В.Ф Экология для инженера / В. Ф. Панин, А. И. Сечин, В. Д. Федосова // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.

41. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.