

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.63(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к. ф.-м. н.		

Консультант 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	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич

Тема работы:

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i> 62-82/с от 03.03.2023

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
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>	Оценка геолого-промысловых характеристик разработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, геолого-литологическое строение карбонатных коллекторов, геолого-промысловые особенности разработки карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири, механизм засорения призабойных зон карбонатных коллекторов, выбор и обоснование применения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами, технологии интенсификации притока на карбонатных коллекторах, требования к скважинам-кандидатам для соляно-кислотной обработки, прогнозирование соляно-

	кислотной обработки, методики расчета соляно-кислотной обработки
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н. Цибулькикова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Geological features of the carbonate reservoir and the approach to the treatment of the bottom-hole formation zone in oil fields	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к. ф.-м. н.		05.03.2023
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		05.03.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич

Тема работы:

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Оценка геолого-промысловых характеристик разработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений	20
17.03.2023	Выбор и обоснование применения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами	30
22.05.2023	Повышение эффективности добычи пластового флюида из карбонатного коллектора на нефтяном месторождении X ₂	20
05.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
12.06.2023	Социальная ответственность	10
16.06.2023	Раздел на иностранном языке	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к. ф.-м. н.		

Консультант ВКР

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

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 174 страниц, в том числе 23 рисунка, 33 таблицы. Список литературы включает 95 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, призабойная зона, пласт, проницаемость, продуктивность, загрязнение, кислотная обработка, механизм засорения, нефтяное месторождение.

Объектом исследования является карбонатный пласт, обработка призабойной зоны которого проводится в процессе эксплуатации добывающих скважин.

Целью работы является обеспечение эффективной добычи пластового флюида из карбонатного коллектора на нефтяном месторождении.

В процессе исследования рассмотрены геолого-промысловые характеристики разработки карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях, проанализированы причины загрязнения призабойной зоны пласта.

В результате исследования выявлены механизмы засорения призабойной зоны карбонатных коллекторов, обосновано применение кислотных обработок ПЗП подобранными для определенных условий составами, представлен комплексный подход к ОПЗ.

Область применения: предложенные решения для эффективной обработки ПЗП применимы на всех стадиях разработки месторождения при различных загрязнениях призабойных зон карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения оптимальной технологии обработки призабойной зоны карбонатного пласта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1 Геолого-литологическое строение карбонатных коллекторов	19
1.2 Геолого-промысловые особенности разработки карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири.....	25
1.2.1 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных залежей	27
1.2.2 Литологическая характеристика и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов	31
1.2.3 Свойства и состав пластовых флюидов	34
1.3 Механизм засорения призабойных зон карбонатных коллекторов.....	38
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ.....	64
2.1 Технологии интенсификации притока на карбонатных коллекторах	64
2.2 Обзор современных кислотных составов для проведения СКО.....	93
2.3 Требования к скважинам-кандидатам для соляно-кислотной обработки ...	101
2.4 Прогнозирование соляно-кислотной обработки.....	103
2.5 Методики расчета соляно-кислотной обработки.....	109
3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ИЗ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ H_2	115
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	127
4.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия	127
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	129

4.3 Вывод по главе «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	131
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	135
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	135
5.2 Производственная безопасность	137
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	138
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	142
5.2.3 Расчет системы воздухообмена	143
5.3 Экологическая безопасность	145
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	151
ПРИЛОЖЕНИЕ А	162

ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки месторождений неизбежно происходит снижение проницаемости, коэффициента продуктивности скважины вследствие загрязнения призабойной зоны пласта и возникающих в ней осложнений. В случае с карбонатными коллекторами повышение продуктивности и снижение скин-эффекта чаще всего достигается проведением кислотной обработки, основной принцип действия которой, помимо устранения загрязнения, растворение породы для образования техногенной сети микроканалов в призабойной зоне пласта (ПЗП), что позволяет поддерживать темпы отбора на запланированном уровне в течение продолжительного периода времени.

Призабойную зону пласта выделяют как особую часть пласта, так как, во-первых, ее свойства могут отличаться от свойств остальной части и, во-вторых, именно в этой части происходит потеря основной доли энергии, затрачиваемой на движение нефти в пласте.

В настоящее время существуют различные технологии воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости призабойной зоны пласта. По явлениям, лежащим в основе технологий воздействия на ПЗП, в основном выделяются химические, механические, физические, тепловые методы. Метод обработки ПЗП определяется на основе конкретных причин, негативно повлиявших на ее состояние, при этом учитываются физико-химические свойства пород пласта-коллектора, насыщающие породы флюиды и гидродинамические исследования по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

На данный момент неверно утверждать о достаточной изученности карбонатных коллекторов, а улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта является важной задачей при разработке месторождений, поэтому комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов является актуальной задачей.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности добычи пластового флюида из карбонатного коллектора на нефтяном месторождении.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Оценить геолого-промысловые характеристики разработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождениях.
2. Выбрать и обосновать применяемые геолого-технические мероприятия на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами.
3. Сравнить эффективность добычи пластового флюида из карбонатного коллектора на нефтяном месторождении при соляно-кислотной обработке и кислотном гидроразрыве пласта.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ОЗ – околоскважинная зона

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

СКО – солянокислотная обработка

ГКО – глинокислотная обработка

ПАА – полиакриламид

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин

ПКО – пенокислотная обработка

КО – кислотная обработка

КС – кислотный состав

НКТ – насосно-компрессорные трубы

СУЭСП – самоходная установка электропрогрева скважин

НКТ – насосные компрессорные трубы

ГРП – гидравлический разрыв пласта

КГРП – кислотный гидравлический разрыв пласта

ВНК – водонефтяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

ГПП – гидропескоструйная перфорация

ВПВ – виброволновое пенное воздействие

ИЭР – инвертный эмульсионный раствор

1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Общие проблемы карбонато-накопления рассматривались в 1982 г. в работе авторов В.И. Бгатов, А.В. Ван, Ю.П. Казанский, Р. Г. М.А. Тухин, где указано, что осадочные карбонатные породы широко распространены в докембрийских и палеозойских толщах Сибири, а связь с ними различных полезных ископаемых обуславливает большой интерес к карбонатным формациям рассматриваемого района [29].

В 2015 г. авторы научной статьи Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Курасов А.И., Бордюг Е.В., Кирюхина А.Т. отметили, что геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна остаются до конца невыясненными и недооцененными, несмотря на целый ряд крупных исследовательских работ и открытие залежей углеводородных флюидов в палеозойских отложениях. Это связано, во-первых, с сосредоточением поисково-разведочных работ на мезозойском нефтегазоносном комплексе в силу его высокого потенциала, во-вторых, с существующей моделью тектонического развития всего региона, которая включает палеозойский комплекс в складчатое основание или фундамент. Согласно осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, фундамент бассейна не является источником углеводородных флюидов, а, следовательно, не может рассматриваться в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, обладающего собственными нефтегазоматеринскими толщами и резервуарами. Однако сделанные открытия залежей нефти и газа в «фундаменте» Западной Сибири показывают несоответствия в существующих на сегодняшний день гипотезах и моделях, среди которых выделяются две основных версии происхождения нефти в палеозойских отложениях - органическая и неорганическая. Геологическое строение палеозойских комплексов и закономерности размещения коллекторов,

залежей нефти и газа в них очень специфичны и требуют тщательного анализа всех геолого-геофизических и геохимических материалов [37].

В своей работе Цепляева А.И. [31] пишет, что в образованиях доюрского комплекса Западной Сибири, включающего палеозойский фундамент (PZ) и отложения триаса на контакте с чехлом, выявлено более 50 месторождений углеводородов [32]. По последним данным [33] общее количество поисково-разведочных скважин, вскрывших доюрские отложения на территории ХМАО – Югры, составляет более 3 100. Большинство скважин вскрыли кровельную часть доюрского комплекса на глубину до 100 м (2 678 скважин), более 100 м – порядка 450 скважин. Доюрский разрез на глубину более 1 км изучен недостаточно (21 скважина), что говорит о нехватке информации и необходимости дальнейшего изучения. Породы палеозойского фундамента Западной Сибири характеризуются высокой степенью тектонической дислоцированности. Доюрское основание на изучаемой площади [34] представлено метаморфизованными породами палеозойского возраста, в основном кристаллическими сланцами (гранат-амфиболовыми, амфиболовыми, амфибол-биотитовыми, биотит-кварц-полевошпатовыми, двуслюдяными, кварц-полевошпатовыми, хлоритовыми) и амфиболитами. Среди них наблюдаются локальные участки, сложенные гнейсами (сланцевыми, кварцполевошпатовыми, реже роговообманковыми). В такой среде матрица породы в большинстве случаев отличается низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и перспективы извлечения углеводородов часто определяются наличием трещиноватости [35]. Кроме того, многие коллекторы обладают двойной пористостью [36]. Палеозойский фундамент представляет собой сложный объект, требующий нестандартного подхода при трехмерном геологическом моделировании.

В 2018 г. Конторович В.А. Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев в своей статье связывают уже более 60 нефтегазовых месторождений в Западной Сибири с палеозойскими отложениями, отмечая, что палеозойские отложения – одни из наименее изученных нефтегазоперспективных комплексов на

территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Интересно, что значительная часть залежей выявлена попутно при постановке глубокого бурения на неокомских и юрских нефтегазоперспективных объектах. Исключение составляет расположенная на юго-востоке Западной Сибири Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления, на территории которой нефтепоисковые работы 1970 – 1980-х гг., нацеленные на открытие залежей углеводородов в палеозойском комплексе пород, проводились системно и целенаправленно. Эти исследования дали положительные результаты и привели к открытию 19 месторождений нефти и газа, связанных с палеозойскими породами (рисунок 1).

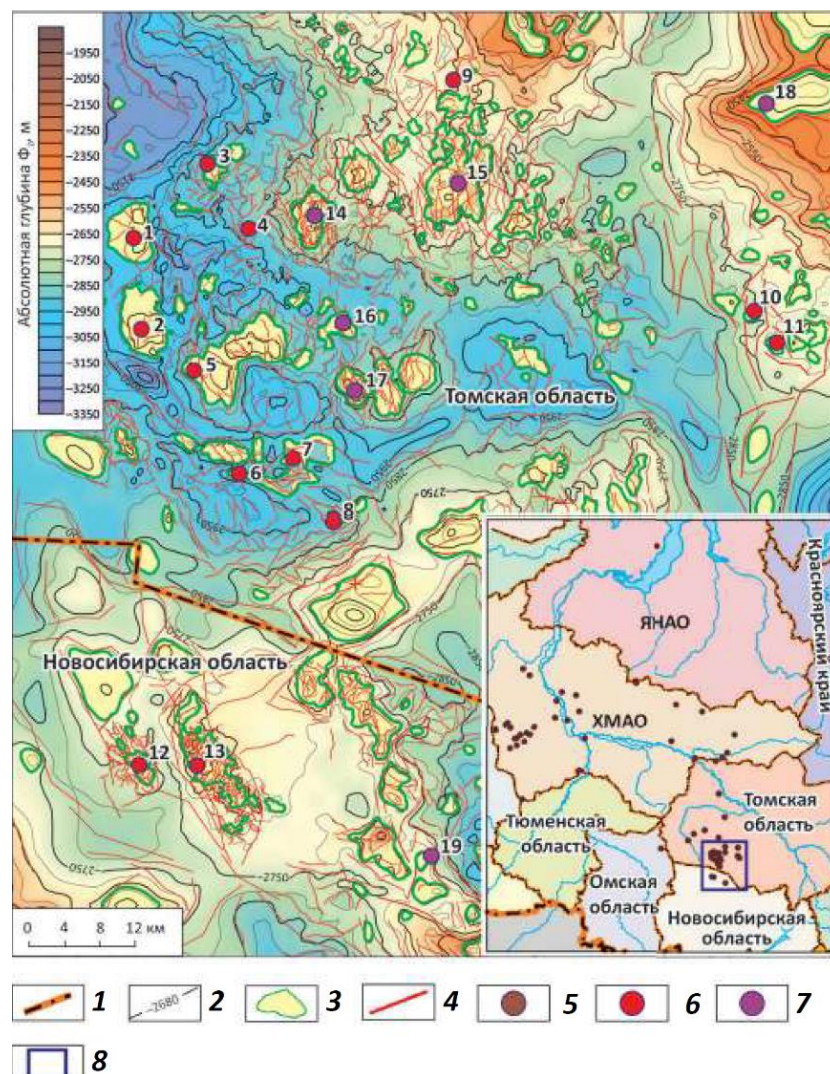


Рисунок 1 – Палеозойские залежи УВ, Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления [30]

1 – административные границы; 2 – изогипсы горизонта Ф2, м; 3 – локальные поднятия, 4 – разломы; месторождения УВ: 5 – палеозойские,

6 – в органогенных и доломитизированных известняках горизонта М1, 7 – в глинисто-кремнистых породах горизонта М; 8 – Чузикско-Чижапская зона.
Месторождения: 1 – Арчинское, 2 – Урманское, 3 – Тамбаевское, 4 – Южно-Тамбаевское, 5 – Нижнетабаганское, 6 – Кулгинское, 7 – Южно-Табаганское, 8 – Солоновское, 9 – Северо-Останинское, 10 – Сатпаевское, 11 – Верхне-комбарское, 12 – Малоичское, 13 – Верх-Тарское, 14 – Герасимовское, 15 – Останинское, 16 – Северо-Калиновое, 17 – Калиновое, 18 – Селимхановское, 19 – Восточное

На территории Западной Сибири палеозойские отложения представлены различными по возрасту и составу породами. На большей части бассейна эти отложения претерпели процессы герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза и представляют собой фундамент для мезо-кайнозойского осадочного чехла [38-40].

По мере открытия и освоения разработкой новых нефтяных месторождений в различных нефтегазоносных районах России все более заметную роль в развитии добычи нефти начинают играть залежи в карбонатных коллекторах. Эти залежи характеризуются резкой неоднородностью емкостно-фильтрационных свойств коллекторов и, как результат, высокой изменчивостью продуктивности скважин. При этом неоднородность карбонатных пород обусловлена в основном изменением структуры пустотного пространства породы.

Добыча нефти из карбонатных коллекторов является сложным процессом, а сами запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. Существующие возможности разработки месторождений с карбонатным типом коллектора позволяют достигать конечного коэффициента извлечения нефти не более 0,25 – 0,27. И несмотря на относительно большую долю добычи нефти значительная часть залежей с такими породами остается вне промышленной разработки из-за сложного геологического строения, неопределенности с запасами нефти, малодобитности и быстрого снижения продуктивности скважин [27].

Как известно, при разработке месторождений неизбежно происходит снижение проницаемости, коэффициента продуктивности скважины вследствие

загрязнения призабойной зоны пласта и возникающих осложнений. Поэтому эффективная разработка карбонатных коллекторов возможна при нивелировании этих факторов и восстановлении, улучшении фильтрационных характеристик ПЗП. Для этого на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны пласта. Преимущественно обработка ПЗП карбонатных коллекторов представляет собой кислотные обработки.

Впервые о применении метода кислотной ОПЗ пласта упомянуто в 1895 году. Герман Фреш – ученый, занимавший должность главного химика на нефтеперерабатывающем заводе Solar, стал создателем технологии кислотной обработки, заключающейся в обработке карбонатов соляной кислотой, и запатентовал её в 1896 году. Данная технология была испытана в 1895 году, однако её применение вызвало коррозию скважинного оборудования, поэтому активно применять кислотную обработку начали позже, с появлением ингибиторов коррозии.

Спустя почти четыре десятилетия в СССР для увеличения дебита скважин начали проводить солянокислотную обработку (СКО). В 1934 году на месторождении Верхнечусовские городки впервые была произведена СКО продуктивного пласта, сложенного карбонатными отложениями. Активное применение СКО с 1947 года отмечалось на Бакинских промыслах, сложенных терригенными породами. Серьезный вклад в развитие кислотных обработок на месторождениях Удмуртии внёс Сучков Борис Михайлович, возглавлявший институт УдмуртНИПИнефть. Успешные результаты применения кислотных обработок в Удмуртии обусловлены проведением их на месторождениях с карбонатными коллекторами.

В Западной Сибири одни из первых ОПЗ пластов кислотными составами начали проводить под руководством Феликса Григорьевича Аржанова – начальник Главтюменнефтегаза, и главного геолога – Юрия Борисовича Фаина.

Помимо СКО начали применяться глинокислотные обработки (ГКО), включающие соляную и плавиковую композиции. Обработка терригенного

коллектора таким составом показала высокий результат. Также стали испытывать кислотные ОПЗ на основе соляной (HCl) и грязевой (HCl+HF) кислот с добавкой стабилизаторов в виде лимонной и уксусной кислот стандартизированных концентраций и объемов, однако еще недостаточно внимания уделялось времени реакции и способам освоения.

Со временем кислотные обработки становились все более востребованными и рентабельными, что было связано с истощением запасов и все более проявляющимися осложнениями в ПЗП. Поэтому появилась потребность и заинтересованность в улучшении качества проведения ОПЗ. Например, было предложено для каждого конкретного случая, в зависимости от пластовых условий и минералогического состава породы, подбирать конкретный тип ОПЗ.

Данная тематика в наше время подробно изучалась, например, авторами следующих работ: «Повышение эффективности методов обработки призабойной зоны пласта на месторождениях с карбонатными коллекторами», к.т.н. Богомольный Е.И. 1999 г.; «Обоснование комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта на залежах высоковязких нефтей с трещинно-поровыми коллекторами», к.т.н. Рощин П.В., 2014 г.; «Обоснование технологии интенсификации притока нефти для сложнопостроенных карбонатных коллекторов с применением кислотной обработки», к.т.н. Джафарпур Хамед, 2018 г.

В настоящее время в состав кислотных составов добавляются ингибиторы коррозии, солеотложения, стабилизаторы. Изобретаются кислотные составы, содержащие полиакриламид (ПАА) и различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), например, «Химеко ТК-2», «Химеко ГК» (разработаны в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), однако цена новых кислотных составов достаточно высока, поэтому зачастую проводятся совместно ГКО и СКО с добавлением ПАВ.

Накопленный опыт кислотных обработок позволяет с полной уверенностью заявлять, что в некоторых случаях поведение систем

непредсказуемо и выходит за рамки сложившихся представлений о физическом процессе. Изучение процесса обработки призабойной зоны кислотными составами всегда сопровождается выявлением новых закономерностей, для чего необходимо вновь и вновь уточнять, дополнять и предлагать новые модели, описывающие этот процесс.

Вопросу кислотной обработки при разработке нефтяных месторождений в карбонатных коллекторах посвящено множество научных исследований таких ученых, как: Гиматудинов Ш.К., Глазова В.М., Глущенко В.Н., Зайцев Ю.В., Магадова Л.А., Мищенко И.Т., Орлов Г.А., Сергиенко В.Н., Силин М.А., Телин А.Г., Цыганков В.А., Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, Economides M., Nasr-El-Din H.A., Sayed M.A. и другие.

Стоит отметить, что большое внимание в настоящее время уделяется методам комплексной обработки ПЗП. Это объясняется неэффективностью применения лишь одной кислотной композиции, когда источники и материалы загрязнения имеют различный состав и природу. При использовании методов комплексной ОПЗ осуществляется воздействие сразу на несколько разных типов веществ, являющихся причинами загрязнения ПЗП.

1.1 Геолого-литологическое строение карбонатных коллекторов

Карбонатные породы – горные породы, в составе которых преобладают природные карбонаты. Первичные условия седиментации, интенсивность и направленность постседиментационных преобразований определяют коллекторские свойства карбонатных пород, так как за счёт их влияния развиваются поры, каверны, трещины, а также крупные полости выщелачивания. Большое разнообразие морфологии и генезиса пустот обусловлено такими особенностями рассматриваемых пород, как ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию. Большая часть запасов углеводородов сосредоточена в каверно-поровом и поровом типах коллекторов.

Образование пустотного пространства в карбонатных отложениях начинается на стадии седиментогенеза. В качестве первичных

(седиментационных) компонентов известняков могут выступать зерна: обломочные (литокласты и интракласты); биоморфные (цельноскелетные, детритовые, шламовые, пеллетовые), сфероагрегатные (оолиты, пизолиты, сферолиты, комки и др.), кристаллы различной размерности. Кроме того, известняки могут представлять собой каркасные постройки (водорослевые, коралловые, кораллово-мшанковые), которые обычно характеризуются высокой полезной емкостью. Структурное разнообразие первичных доломитов существенно меньшее. Чаще всего они представлены мелко- и тонкозернистыми кристаллитовыми или сфероагрегатными структурными разновидностями.

Важнейшее значение в процессе формирования коллекторских свойств имеют вторичные преобразования карбонатных пород нефтегазовых комплексов.

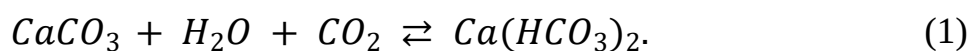
Карбонатные породы преимущественно образуют коллектора сложного типа, обладая несколькими видами пустотного пространства. Метастабильность карбонатных пород приводит к формированию вторичных преобразований, начиная с самых ранних стадий литогенеза. С увеличением глубины вторичные процессы приобретают все большее значение в формировании их пустотного пространства. Одновременно с этим они нивелируют предшествующие диагенетические процессы, а проявленная тектоническая активизация усугубляет постседиментационную проработку пород.

Постседиментационные преобразования карбонатных отложений – это сложный процесс, реализуемый иначе, чем у пород глинистых и обломочных. В отличие от последних у известняков отсутствует корреляционная зависимость между глубинами их погружения в стратисфере и изменениями плотности (пористости). Уже в условиях начальных стадий литогенеза – раннего диагенеза в субаэральных и мелководно-морских условиях (приливоотливная зона побережья) первично оолитовые осадки с начальной пористостью, колеблющейся от 40 до 70%, в течение очень короткого промежутка времени – от первых десятков лет до десятков тысячелетий могут превращаться в крепко сцементированные спаритовым кальцитом кристаллические породы с почти

нулевой пористостью. И наоборот, на глубинах первых тысяч метров под покровом вышележащих отложений в известняках благодаря воздействию подземных вод может развиваться пористость вторичного растворения (выщелачивания) [10].

Из многочисленных литогенетических вторичных процессов преобразования карбонатных пород-коллекторов, влияющих на ФЕС, можно выделить несколько наиболее часто проявляемых в осадочных разрезах: выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, окремнение и сульфатизация. Из них только один – выщелачивание – однозначно положительно влияет на формирование пустотного пространства.

Выщелачивание происходит следующим образом. Карбонатные минералы легко растворяются в присутствии углекислоты, образуя раствор, который затем выносится водой:



Доломитизация – процесс замещения кальцита доломитом:



Вторичная доломитизация в условиях низкой минерализации подземных вод может приводить к образованию дополнительной полезной емкости, но, как показывает практика, чаще доломитизация сопровождается процессами сульфатизации или перекристаллизации (процесс укрупнения размеров кристаллов без изменения их минерального состава, путем растворения первичных зерен и образования новых, но уже более крупных) и суммарный результат этих процессов – уменьшение пористости. Окремнение и сульфатизация всегда приводят к понижению ФЕС.

Как правило, в результате сложных катагенетических процессов в карбонатных породах формируется пустотное пространство сложного типа, образуются изолированные системы. Это является одной из причин появления зон с давлением выше гидростатического, то есть зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Карбонатные породы, в отличие от терригенных,

могут проявлять коллекторские свойства на предельных глубинах осадочного чехла, что существенно расширяет перспективы поиска резервуаров нефти в карбонатных разрезах. На больших глубинах чаще всего встречаются зоны с АВПД. Также с увеличением глубины залегания пород-коллекторов растёт и температура. На образование АВПД влияние оказывает температурный фактор, так как коэффициент теплового расширения флюидов, заключенных в изолированном объеме пород, значительно больше, чем у минеральных компонентов горных породах, что приводит к возрастанию давления в замкнутом резервуаре. В процессе разработки стоит учитывать данный достаточно важный осложняющий фактор.

Карбонатные коллекторы в зависимости от характера и объема делятся на: поровые, каверновые, трещинные, а также смешанные. Как правило, строение карбонатных коллекторов представляет собой достаточно сложную систему. Они состоят из макро- и микротрещин, которые вертикально располагаются в слоях. Макротрещины, имеющие вертикальное положение, могут распространяться на несколько сотен метров в длину. Они располагаются друг возле друга на расстоянии от 2 до 10 см. Также не является постоянной и их раскрытость – ее изменения находятся в диапазоне 1-100 микрометров. Стоит сказать, что трещины могут пропускать количество флюидов, которое соответствует самому маленькому значению раскрытости трещин в тех местах, где они сужаются. Точно так же каверзно-пористые коллекторы имеют проницаемость, которая напрямую связана с диаметром фильтрующих пор.

Зачастую, чтобы отнести породу к карбонатному виду, содержание в ней карбонатного материала должно превышать 50%.

Карбонатные коллектора отличаются сложным строением порового пространства, повышенной вязкостью нефти и значительным содержанием асфальтосмолопарафинистых веществ, высокими показателями неоднородности по пористости (трещинноватости) и проницаемости, что значительно усложняет извлечение нефти. Карбонатные отложения преимущественно сложены кальцитом (CaCO_3), магнезитом (MgCO_3) и доломитом ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), которые

активно вступают в химические реакции, в результате чего протекают вторичные процессы, и свойства породы неравномерно меняются. В таких случаях движение скопившихся в порах коллектора углеводородов к скважине может стать практически невозможным, так как, несмотря на сохранение поровой структуры коллектора, связь между порами будет нарушена или вовсе отсутствовать. Свойства коллектора могут значительно различаться в разных точках из-за неравномерного протекания вторичных процессов в пласте, вследствие чего показатели дебита пробуренных рядом скважин могут быть совершенно разными.

Карбонатные коллекторы отличает сложная структура вертикальной послойной макро- и микротрещиноватости. Зачастую трещины пронизывают пористый каркас карбонатного коллектора в разных направлениях и разделяют его на отдельные блоки, образуя «двойную среду», так как нефть фильтруется в таком случае и через поровое пространство блоков породы, и через трещинное пространство между блоками (рисунок 2). Движение нефти в этом случае подчиняется разным законам, соответствующим виду пустот, что важно учитывать при разработке.

За счет трещин увеличивается фильтрационная способность породы, что приводит к лучшему притоку нефти. В трещиноватых коллекторах может наблюдаться явление анизотропии, что может вызывать прорывы газа и воды к добывающим скважинам, если трещины, пронизывающие пласт, распространяются ниже или выше него в водоносный слой или газовую шапку.

Уменьшение проницаемости происходит при снижении забойных и пластовых давлений при разработке месторождений с коллекторами трещинно-порового типа, имеющих высокую проницаемость за счет естественной трещиноватости. Для таких коллекторов свойственно изменение показателей продуктивности скважин в зависимости от степени раскрытости и относительной ёмкости трещин, на что, в частности, влияние оказывает изменение забойного и пластового давлений.

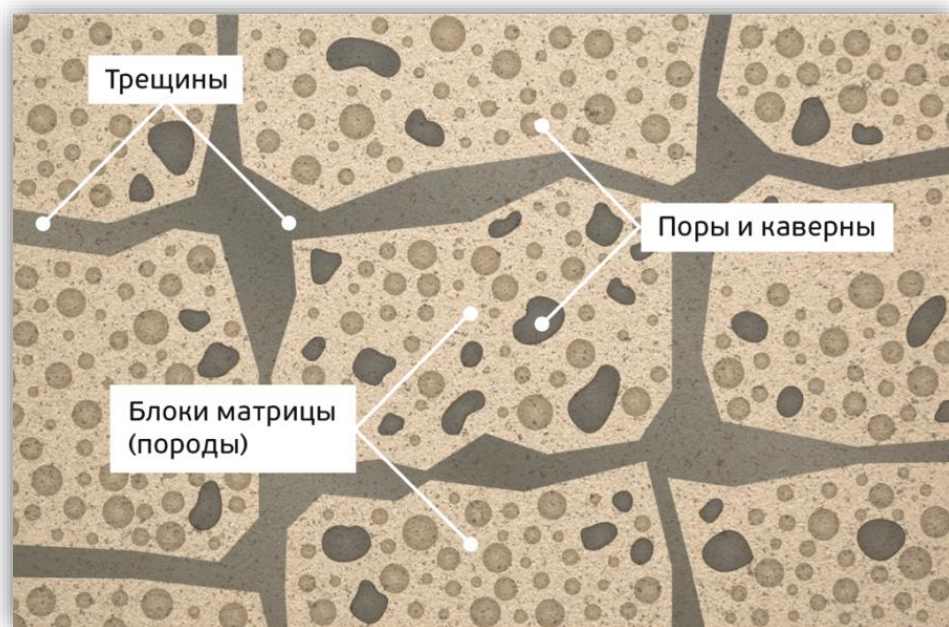


Рисунок 2 – Модель «двойной среды» карбонатного трещиноватого коллектора

При интенсивном снижении текущего пластового давления отмечается процесс воздействия повышенных эффективных напряжений на пластические свойства пласта. В процессе снижения забойного и пластового давлений происходит уменьшение ёмкости и раскрытости естественных трещин в коллекторе вследствие его деформации. Деформации пород продуктивного интервала негативно проявляется в виде резкого снижения продуктивности скважин в начальный период их эксплуатации. Так на ряде скважин на нефтяных месторождениях Верхнего Прикамья из-за снижения пластовых и забойных давлений произошло уменьшение продуктивности в 10 и более раз [4].

Для карбонатных коллекторов характерно слоистое строение продуктивных толщ, неоднородность по толщине, поэтому в процессе разработки происходит неравномерная послойная выработка запасов. Как уже говорилось выше, при снижении пластового давления изменяются такие показатели, как раскрытость трещин, трещинная проницаемость, коэффициент охвата трещиноватостью продуктивного объёма пласта. Смыкание трещин может происходить в случае снижения пластового давления ниже бокового горного при эксплуатации залежи в режиме растворенного газа. Вследствие сжатия трещин происходит разобщение участков залежи между скважинами с

дренируемым объёмом пласта, что приводит к накоплению выделяющегося из нефти газа. Это приводит к тому, что разработка на недавно введенных в эксплуатацию скважинах, будет осуществляться с наличием большого газового фактора.

1.2 Геолого-промысловые особенности разработки карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири

Разработка карбонатных коллекторов имеет свои особенности, связанные с геолого-промысловыми условиями и свойствами этих пород.

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» ведет разработку карбонатных активов Урмано-Арчинской группы месторождений, в которую входят 6 месторождений: Урманское, Арчинское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) и месторождения Южно-Пудинского лицензионного участка недр (Кулгинское, Солоновское, Смоляное и Южно-Табаганское).

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области в границах одноименного лицензионного участка. Арчинское локальное поднятие, где впоследствии и пробурили первую скважину будущего одноименного месторождения, сейсмологи обнаружили в 1981 году. Исследования осложнялись непростыми условиями — большим количеством водных преград.

Первая скважина на Арчинском месторождении была заложена осенью 1983 года. Официально днем рождения Арчинского считается 12 июля 1985 года. Именно тогда на скважине, уходящей в землю на глубину свыше 3 км, впервые были получены первые притоки нефти.

С 1999 по 2008 год на Арчинском проводились опытные работы — разрабатывались единичные скважины. Именно в этот период, в 2005 году, месторождение перешло к ООО «Газпромнефть-Восток». Через три года компания осуществила здесь первый опыт разработки трудноизвлекаемых запасов. К 2009 году на месторождении было найдено девять залежей, пробурено 11 поисково-разведочных и 4 эксплуатационных скважины.

Этап активного освоения и ввода скважин, а также масштабная разработка трудноизвлекаемых запасов на этом месторождении, начались в 2012-м. Главная сложность заключалась в том, что часть залежей нефти на Арчинском находится или в низкопроницаемых карбонатных отложениях палеозоя, или на их границе с юрскими отложениями.

Карбонатные коллекторы, с которыми работают в частности и на Арчинском месторождении, чаще всего формируются на месте роста бывших коралловых рифов или в результате выпадающего в воде осадка. При формировании карбонатных отложений исходная порода существенно трансформируется, что приводит к неравномерным свойствам коллекторов. Часто в них очень много трещин, а это требует особого подхода к разработке недр.

На Урманском и Арчинском месторождениях происходило сильное поглощение бурового раствора, частые аварийные ситуации при бурении и высокое газосодержание пласта. Для исключения таких ситуаций была изменена схема бурения на обсадных трубах. Помимо этого, по трассерным исследованиям было определено, что в нагнетательных скважинах скорость движения жидкости по системе трещин достигала почти двух тысяч метров в сутки, что создавало опасность прорыва воды к скважинам. Поэтому при начале опытно-промышленных работ на Арчинском месторождении была изменена схема бурения и технология заканчивания, пробурены горизонтальные скважины, что позволило уменьшить их количество, увеличить дебит и вскрыть больше трещиноватых зон в пласте [1].

Осенью 2017-го, ООО «Газпром нефть» успешно применила на Арчинскую новую технологию – бурение с регулируемым давлением в процессе работы («Бурение на депрессии»). Эксперимент оказался весьма удачным. Данная технология имеет ряд преимуществ в сравнении с традиционным подходом к бурению: дает возможность контролировать процесс в режиме online, позволяет качественно очищать ствол скважины от выбуренной породы,

минимизирует потери бурового раствора в пласте, тем самым сохраняя первоначальную продуктивность коллектора [42].

По состоянию на 1 января 2018 года пластовое давление по залежи оценивалось в 33,47 МПа, в зоне отбора - 32,75 МПа. Забойные давления на залежи поддерживались на уровне 6,5 МПа [13]. Месторождение имеет извлекаемые запасы нефти 18,22 млн. тонн.

В 2018 г. на Арчинском НГКМ была успешно апробирована технология управляемого давления для бурения горизонтальных участков скважин в палеозойских отложениях. Если раньше продуктивный пласт разрабатывался большим количеством вертикальных скважин, то теперь достаточно одной горизонтальной конструкции протяженностью до 800 м [42].

Развитие группы продолжается. Предприятие внедрило масштабную программу геологоразведочных работ, которая позволила в 2019 г. подтвердить по результатам поисково-оценочного бурения нефтеносность одной из залежей Урманского месторождения. Была подтверждена промышленная нефтенасыщенность отложений палеозоя. В процессе испытания скважины получены притоки нефти и газа из нескольких интервалов по разрезу скважины. В рамках программы геологоразведочных работ запланировано продолжение исследования залежей доюрского комплекса на прилегающих к Урманскому месторождению участках.

В целом, за время промышленной разработки активов Урмано-Арчинской группы компания Газпромнефть-Восток ввела в эксплуатацию более 200 скважин. 30 декабря 2019 года компания сообщила о добыче 6-миллионной тонне нефти на Урмано-Арчинской группе месторождений. Объем добычи нефти группы на 2020 год составлял более 2400 т/сутки, что составляет более 50% от общей добычи предприятия [41].

1.2.1 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных залежей

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Арчинское месторождение находится в северной части Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области (рисунок 3).

Арчинское месторождение представлено четырьмя подсчетными объектами, содержащими восемь залежей, три из которых приурочены к фундаменту (М1), три – к породам нижней-средней юры (Ю15, Ю14), две – к верхнеюрским отложениям (пласту Ю11).

По особенностям литологического состава пласты Ю₁₅, Ю₁₄ представлены переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых, средне и крепкосцементированных, однородных, иногда карбонатизированных, с косой и волнистой слоистостью. Отмечаются включения слюды, пирита, растительных остатков. Залежи нефти в терригенных отложениях пласта верхней юры Ю₁¹ так же преимущественно представлены песчаниками. Таким образом, коллекторы пластов Ю₁¹, Ю₁₄ и Ю₁₅ – песчаники и алевролиты.

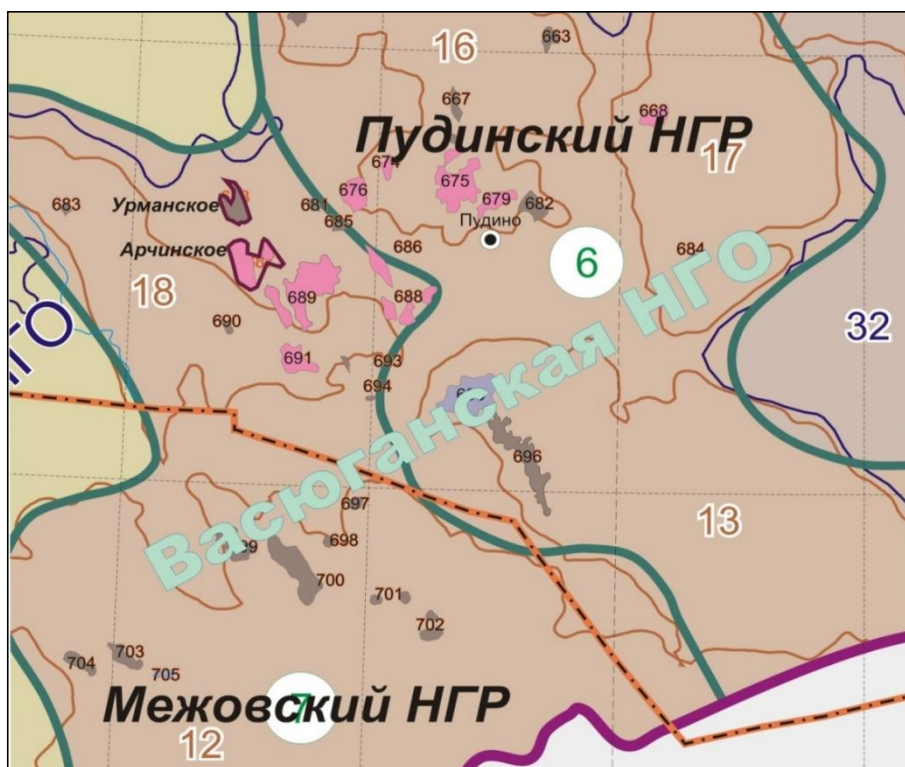


Рисунок 3 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Томской области и прилегающих территорий (Васюганская нефтегазоносная область).
(Конторович А.Э., 2005г.)

Нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений представляет наибольший интерес в отношении продуктивности. В пределах Арчинского и Урманского эрозионно-тектонических выступов доюрского основания залежи углеводородов развиты в кавернозно-

трещиноватых «коренных» органогенных известняках. На Арчинском месторождении – это породы армичевской и герасимовской свит среднего девона (пласт М₁).

С карбонатными отложениями, слагающими разрез коренного палеозоя (горизонт М₁), и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт М) связаны все нефтяные и газовые месторождения на территории Томской области. На Арчинском месторождении промышленно значимым является пласт этого горизонта М₁. Что касается коры выветривания, то в пределах Арчинского месторождения эти отложения либо размыты полностью, либо имеют незначительную мощность от 1,5 м до 5 м и, как правило, не являются коллектором.

Горизонт М₁ в Арчинско-Урманской зоне нефтегазонакопления вскрыт почти всеми скважинами и по данным бурения сложен, как преимущественно по всей Нюрольской впадине, карбонатными отложениями, среди которых встречаются прослои эффузивов и терригенные пачки. Породы разбиты многочисленными субвертикальными разломами.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных залежей Арчинского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, 103 м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Высота/вскрытая высота залежи, м
М ₁	Основная	Нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически экранированная	11.0х 7.4	57210	2880,0	67/48 газ 62 нефть
	р-н скв. 50R	Нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически экранированная	1.5х 1.0	3914	2980,0	69,5/69,5
	р-н скв. 51R	Газоконденсатная, массивная	3.0 х 1,7	4317	2940,0	43/41
Ю ₁₅	Основная	Нефтяная, пластовая, тектонически и литологически экранированная	5.1 х 3.5	16908	2900,0	30/26
Ю ₁₄	Основная	Нефтяная, пластовая, тектонически и литологически экранированная	7,9 х 4.0	132343	2870,0	42/33

	р-н скв. 41R	Нефтяная, пластовая, литологически экранированная	3.0x1,4	9340	2830,0	30/3
Ю ₁ ¹	р-н скв. 50R	Нефтяная, пластовая, сводовая	1.0 x 0,85	614	2525,0	14/14
	р-н скв. 40R	Нефтяная, пластовая, тектонически и литологически экранированная	3,8x3,0	9573	2490,0	34/23

Большинство исследовательских работ по изучению коллекторских свойств палеозойских отложений указывает на вторичный характер трещинно-пустотного пространства, т.е. пористость и проницаемость во многом зависят от степени преобразования палеозойских карбонатных пород, связанных с процессами доломитизации (перекристаллизации), выщелачивания и трещиноватости. В карбонатных коллекторах, залегающих на самых различных глубинах (от поверхности до 7000-8000 м), главная роль принадлежит вторичным пустотам (вторичной пористости), образование и развитие которых происходит на стадиях катагенеза и гипергенеза.

По мнению многих исследователей для коллекторов доюрских пород Нюрольской впадины характерно доминирование именно пор и каверн нового образования, а большая часть пустот стадии седиментогенеза уничтожается, то есть между фациальной зональностью и коллекторскими свойствами отсутствует прямая связь. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород должны определяться уровнем развития постседиментационных преобразований и степенью глинистости пород, так как наличие этой составляющей снижает их растворимость. Карбонатные породы горизонта М₁ относятся к коллекторам с низкими параметрами, но продукты разложения кальцита и доломита хорошо растворимы и легко выносятся, образуя каверны, пустоты различной формы и величины, до образования карстовых полостей, т.е. по ним формируется сложный тип коллектора (смешанный) кавернозный и трещинно-кавернозный.

Важной особенностью палеозойских отложений является характеристика природных резервуаров. В целом – это непроницаемые или малопроницаемые породы. Залежи в них приурочены, как правило, к небольшим зонам или линзам

трещиноватости и выщелачивания преимущественно карбонатных пород в непосредственной близости от разломов. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей жильного, массивного, тектонически и литологически экранированных типов, причем углеводороды не насыщают толщу всего эрозионно-тектонического выступа, а концентрируются в её отдельных участках с улучшенными коллекторскими свойствами, о чем свидетельствует, в частности, неравномерное распределение (по разрезам скважин) эффективных толщин. Подобную характеристику имеют и залежи пласта М₁ Арчинского месторождения.

Пласт М₁ содержит три залежи, различных как по насыщающему их флюиду, так и по размерам. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости. Основная залежь приурочена к выступу карбонатного фундамента девонского возраста и с трех сторон контролируется тектоническими нарушениями, лишь в западной части – линией ВНК. Тип коллектора – карбонатный.

1.2.2 Литологическая характеристика и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов

Породы горизонта М₁ являются коллекторами сложного типа, поскольку имеют трехкомпонентную структуру пустотного пространства: субкапиллярные поры глинистого цемента, каверны и трещины. Основная емкость связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин.

По результатам изучения образцов керн охарактеризованы в основном блоки карбонатных пород («матрица»), представленные на 95% известняками. Остальные 5% поднятого на поверхность керн описаны как туфы (туфопесчаники) и бокситы. При этом туфопесчаники, обладающие максимальной пористостью из всей коллекции керн из пласта М₁, при

детальном рассмотрении и анализе показали следующий состав: обломки кремнистые и кварц – 10-50%, кальцит – 20-75%, каолинит – 10-25%, битум – 5-25%, и были идентифицированы как песчаники известковистые и битуминозно-глинистые известняки.

Открытая пористость большинства образцов менее 2% (минимум 0,1%), редко превышая 8-10% (5% от общей выборки). Единичные образцы имеют пористость более 20%, представленную микрокавернами. Среднее значение пористости 1,5% (таблица 2).

Таблица 2 – Средние значения ФЕС пород пласта М₁ по керну

Пласт	Значения	Кп, %	Кпр парал, мД	Карбонатность, %	Квс, %	Плотность объемн, г/см ³
М ₁	Макс.	29,0	21,8	100	82,1	1,74
	Мин.	0,1	0,01	0,4	28,9	3,01
	Средн.	1,5	1,58	77,6	48,8	2,62

При сопоставлении данных керна и ГИС был сделан вывод о том, что наиболее кавернозные породы, имеющие максимальные значения пористости и, возможно, проницаемости, были разрушены в процессе отбора и керном не охарактеризованы. Представленная же весьма значительная керновая выборка отражает, в основном, непроницаемую часть пород пласта М₁. По 96% стандартных цилиндров проницаемость не замерялась, в связи с разрушением образцов в процессе подготовки к исследованиям по микро- и макротрещинам. Пределы изменения измеренной проницаемости на 17-ти образцах составляют от 0,01 до 21,8 мД при средней величине 1,58 мД.

Водоудерживающая способность, измеренная всего на 14-ти образцах, изменяется от 28,9% до 82,1% при среднем значении 48,8%. Естественно, что такая ограниченная выборка не может отражать реальные характеристики проницаемых и нефтесодержащих пород рассматриваемого объекта. Кроме того, большинство выполненных измерений относится к образцам с пористостью менее 1%. Так как водоудерживающая способность рассчитывается относительно не объема породы, а объема пор, то с уменьшением пористости

погрешность резко возрастает. Следовательно, выполненные измерения нельзя использовать для оценки коллекторских свойств пород пласта M_1 .

Для пласта M_1 исследования на керне скважин Арчинского месторождения по определению остаточной нефтенасыщенности не проводились. Поэтому для определения коэффициента вытеснения в качестве аналога учитывали результаты исследований Герасимовского месторождения, на котором в результате исследования керна пласта М была получена остаточная нефтенасыщенность, равная 0,365. Для пласта M_1 Арчинского месторождения значение начальной нефтенасыщенности $K_{nn} = 0,730$ принято по результатам интерпретации ГИС. Коэффициент вытеснения равен 0,5.

Таблица 3 – Характеристика продуктивного пласта M_1 по результатам интерпретации ГИС

Параметр	M_1		
	Основная залежь	р-н скв. 50	р-н скв. 51
Общая толщина, м			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	26,5	104,7	141,5
Максимальное значение	218,3	104,7	141,5
Среднее значение	109,1	104,7	141,5
Эффективная толщина, м			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	6,2	10,5	27,9
Максимальное значение	103,4	10,5	27,9
Среднее значение	31,1	10,5	27,9
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м			
Количество скважин	11	1	-
Минимальное значение	2,2	2,4	-
Максимальное значение	26,7	2,4	-
Среднее значение	10,5	2,4	-
Эффективная газонасыщенная толщина, м			
Количество скважин	5	1	1
Минимальное значение	12,3	5,6	21,3
Максимальное значение	25,3	5,6	21,3
Среднее значение	17	5,6	21,3
Коэффициент песчанистости			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	0,15	0,1	0,2
Максимальное значение	0,47	0,1	0,2
Среднее значение	0,27	0,1	0,2

Коэффициент расчлененности			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	2	12	10
Максимальное значение	40	12	10
Среднее значение	15	12	10
Проницаемость, мД			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	0,13	0,22	2,2
Максимальное значение	44,21	0,22	2,2
Среднее значение	6,34	0,22	2,2
Коэффициент пористости			
Количество скважин	11	1	1
Минимальное значение	0,04	0,07	0,127
Максимальное значение	0,147	0,07	0,127
Среднее значение	0,081	0,07	0,127
Коэффициент начальной нефтенасыщенности			
Количество скважин	11	1	-
Минимальное значение	0,569	0,795	-
Максимальное значение	0,856	0,795	-
Среднее значение	0,692	0,795	-
Коэффициент начальной газонасыщенности			
Количество скважин	5	1	1
Минимальное значение	0,722	0,794	0,531
Максимальное значение	0,836	0,794	0,531
Среднее значение	0,798	0,794	0,531

1.2.3 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и газа представлены в следующих таблицах.

Таблица 4 – Свойства пластовой нефти продуктивного пласта М₁ Арчинского месторождения

Наименование параметра	Пласт М ₁	
	Диапазон изменения	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	31,7-32,7	32,7
Пластовая температура, °С	90-106	104
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа	9,6-30,5	32,7
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	142-183	145
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т Р ₁ = 0,433 МПа t ₁ = 50°С Р ₂ = 0,108 МПа t ₂ = 38°С	64-180	121,4
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м ³	619-777	688
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	0,50-2,73	0,45

Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	9,9-33,0	9,9
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	0,768-1,053	0,898*
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,796-1,053	0,885*
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С		
- при однократном (стандартном) разгазировании	774-875	868*
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	766-880	862*

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти продуктивного пласта М₁ Арчинского месторождения

		Пласт М ₁			
		количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		3	4	839-866	855
Вязкость, мПа/с					
при 20 °С		3	4	7,82-28,99	17,9
при 50 °С		3	4	3,36-7,37	5,72
Молярная масса, г/моль		3	4	225-235	230
Температура застывания нефти, °С					
Массовое содержание, %	Серы	3	4	0,25-0,43	0,36
	Смол селикагелевых	3	4	4,34-6,23	4,93
	Асфальтенов	3	4	1,08-2,41	1,64
	Парафинов	3	4	5,32-7,51	6,48
	Воды				
	Мех. Примесей				
Солей, мг/л					
Содержание микрокомп-ов, г/т	Ванадий				
	никель				
Температура плавления парафина, °С		3	4	50-54	52,67
Температура начала кипения, °С		3	4	70-89	77,83
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С				
	до 150 °С	3	4	6-16	9,67
	до 200 °С	3	4	14-30	20,0
	до 250 °С	3	4	24-42	30,50
	до 300 °С	3	4	35-52	41,50
	остаток				
Шифр технологической классификации		ГОСТ Р 51858-2002 - 1.2.1.1			

Осредненный компонентный состав пластовой нефти пласта М+М₁ Урманского месторождения следующий: 53,28 % мол. метана, 4,84 % мол. этана, 4,09 % мол. пропана, 2,71 % мол. бутанов, 1,17 % мол. пентанов, 0,77 % мол. гексанов, 31,32 % мол. группы С₇₊. Диоксида углерода 1,42 % мол., азота 0,43 % мол.

Таблица 6 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Арчинского месторождения

Наименование параметра	Пласт М ₁				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
сероводород					
Двуокись углерода	2.10	0.03	2.12	0.03	1.42
Азот+редкие	0.64	0.00	0.64	0.00	0.43
в т.ч. гелий	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
Метан	79.68	0.35	80.40	0.10	53.28
Этан	7.14	0.23	7.15	0.30	4.84
Пропан	5.78	0.69	5.59	1.14	4.09
Изобутан	1.21	0.41	1.10	0.63	0.95
н. бутан	2.12	1.05	1.88	1.54	1.77
Изопентан	0.53	0.68	0.44	0.85	0.58
н. пентан	0.47	0.82	0.39	0.97	0.59
Гексаны	0.33	1.64	0.28	1.72	0.77
гептаны + высшие	0.00	94.10	0.0	92.71	31.32
Молекулярная масса, г/моль	21.5	229	21.2	226	90
Плотность газа, кг/м ³	0.898		0.885		
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.745		0.734		
Плотность нефти, кг/м ³		868*		862*	688

Ступенчатая сепарация проведена при фактических термобарических условиях на дожимной насосной станции (0,433 МПа и 50°С; 0,108 МПа и 38°С) и с учетом требований ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти (не более 0,0667 МПа при температуре 37.8°С).

Свойства нефти пласта М+М₁ Арчинского месторождения характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1,282, газосодержание – 121,4 м³/т (104,6 м³/м³). По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 80,4 % мол. метана, 7,2 % мол. этана, 5,6 % мол. пропана, 3,0 % мол. бутанов, 0,83 % мол. пентанов, 0,28 %

мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 2,12 %, азота – 0,64 %. (таблица 6).

По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является полужирным.

Пластовая вода. Воды доюрского водоносного комплекса исследовались в 6 скважинах (12 проб). В пределах Урманской залежи было опробовано на воду 7 скважин и отобрано 13 проб воды, в том числе 5 проб из юрского горизонта, 7 проб из пластов М+М1 и одна проба, взятая при совместном исследовании юрской и палеозойской залежей.

Пластовая вода доюрского комплекса по классификации В.А. Сулина относится к типу хлоркальциевых. Общая минерализация, в среднем, равна 40,7 г/л.

Содержание натрия+калия составляет в среднем 14 г/л, кальция 1,5 г/л, хлора 24,4 г/л, содержание брома - 82 мг/л. Среднее содержание йода равно 13 мг/л.

Физические свойства пластовой воды при начальных термобарических условиях девонского комплекса следующие: динамическая вязкость 0,28 мПа*с, плотность 1,017 г/см³, объемный коэффициент 1,029, газосодержание 3,3 м³/м³, коэффициент сжимаемости 4,48 1/МПа*10⁻⁴ [62].

Таблица 7 – Свойства и состав пластовых вод Арчинского и Урманского месторождений

Наименование параметра	Юрский комплекс		Доюрский комплекс	
	Диапазон изменения	Средние значения	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³	0.43-1.01	0.7	-	3.3
Плотность воды, г/см ³ :				
– в стандартных условиях	1.005-1.038	1.022	1.019 - 1.041	1.028
– в условиях пласта	-	1.012	-	1.017
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	-	0.42	-	0.28
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	-	4.47	-	4.48
Объемный коэффициент, доли ед.	-	1.028	-	1.029

Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)				
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	4773 - 18610	14364	6549-20305	13956
Ca^{+2}	88 - 1611	999	96 - 4309	1482
Mg^{+2}	44 - 227	164	97-439	214
Cl^-	6878 - 29303	23350	14859-34551	24475
HCO_3^-	708 - 1318	986	110-1263	717
CO_3^{-2}	-	-	3	3
SO_4^{-2}	3 - 21	5	0-127	47
NH_4^+	17 - 150	82	14-160	75
Br^-	25 - 177	118	19 - 133	82
I^-	2 - 23	11	2-29	13
B^-	-	-	-	-
Sr^{+2}	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	13.2 - 50.4	40.1	24.5-57.6	40.7
Водородный показатель, pH	6.8	6.8	6.0-6.2	6.2
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоридно-натриевый		Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб(скважин)	5(3)		19 (13)	

1.3 Механизм засорения призабойных зон карбонатных коллекторов

Продуктивность скважин – это характеристика добывающей скважины, определяющей отбор пластового флюида при ее эксплуатации. Численно оценивается как коэффициент продуктивности скважины, равный отношению дебита скважины к депрессии, создаваемой на её забое.

Продуктивности скважин со временем изменяются. И одна из основных причин снижения продуктивности скважин – ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

Призабойная зона пласта представляет собой область пласта, примыкающую к скважине, которая вскрывает пласт, и в ее пределах изменяются фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины.

Начальное ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия его при бурении, когда в ПЗП попадают водные фильтраты глинистых растворов, происходит коагуляция глинистыми частицами. В процессе взаимодействия фильтрата с минерализованной водой пласта могут образовываться и выпадать в осадок нерастворимые соли, образование стойких эмульсий.

Затем изменение фильтрационных свойств происходит на стадиях строительства, включающих цементирование, при котором происходит фильтрация тампонажной жидкости, и вторичное вскрытие пласта перфорацией, и далее во время всего эксплуатационного периода, сопровождаемого нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, выпадением АСПО, закупоривающих поровое пространство, а также в периоды ремонтов скважин, сопровождаемых фильтрацией жидкостей глушения.

Для нагнетательных скважин характерно ухудшение приемистости по причине закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, нефтепродуктами, илом, которые содержатся в закачиваемой воде.

Продукты жизнедеятельности и разложения микроорганизмов, соединения серы (меркаптаны, сульфиды, сульфаты и др.), относящиеся к биохимическому взаимодействию, также отрицательно влияют на гидропроводность пласта.

При вскрытии продуктивного пласта в процессе бурения происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в фильтрационные каналы горной породы. Фильтрат представляет собой жидкую фазу бурового раствора, которая фильтруется в пласт-коллектор (фильтр – порода-коллектор и глинистая корка на стенке скважины) из-за разности давлений столба жидкости в скважине и пластового давления. В процессе подъёма бурового раствора вверх по скважине происходит его взаимодействие со стволом скважины. При осуществлении бурения на репрессии (давление жидкости в стволе скважины

выше пластового давления) буровой раствор оказывает повышенное воздействие на ствол скважины.

Процессы суффозия и коьматации. При первичном и вторичном вскрытии пластов происходят процессы коьматации и суффозии.

Одним из определяющих процессов формирования первичной околоскважинной зоны является коьматация (также в научной литературе используются термины «загрязнение», «поражение») порового пространства коллектора твердыми частицами [43]. Коьматация – процесс естественного проникновения или искусственного внесения мелких (коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горных пород, а также осаждение в них химических веществ, способствующее уменьшению их проницаемости.

Существуют два типа механизма попадания коьматирующих частиц в поровое пространство:

1) Привнесение вместе с технологическими жидкостями по направлению скважина → пласт.

2) Образование и движение коьматирующих частиц непосредственно в пласте в процессе взаимодействия фильтрующихся флюидов между собой и с породой.

Первый механизм реализуется в процессе бурения и ремонта скважин. Буровой раствор/технологическая жидкость со взвешенными в нем коьматирующими частицами, проникая в околоскважинную зону, меняет ее физические свойства (проницаемость, водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление и т.д.) [43].

Степень необратимости изменения фильтрационных свойств призабойной пласта зависит от природы коьматации, ее интенсивности и глубины. Исследованиями Абрамса А. отмечено проникновение глинистых частиц в поры гранулярных коллекторов на расстояние до 40 см и более. Другими исследователями дается меньшая глубина коьматации: от нескольких миллиметров до 5 – 10 см. Исследованиями, проведенными в ТатНИПИнефть,

установлено, что, кроме размерных характеристик поровых каналов и твердых частиц, глубина кольматации зависит от физико-химических свойств дисперсной среды и репрессии на пласт. В работе Боярчука А.Ф., Кересилидзе В.П. говорится о том, что при размерах поровых каналов и трещин в 100 мкм глубина проникновения известково-битумного раствора составляет 20 – 60 см, а при 250 мкм достигает 130 – 150 см. Гидродинамические исследования, проведенные на скважинах после ввода их в эксплуатацию из бурения, и низкая эффективность малообъемных ГТМ свидетельствуют о еще более глубоком и существенном загрязнении ОЗ пласта. Изучению распределения профиля проницаемости $k(r)$ в зоне проникновения раствора, содержащего кольматирующие частицы, посвящены работы Шехтмана Ю.М. (1961г.) [45], Касперского Б.В. (1971г.) [44], Михайлова Н.Н. (1987г.) [46], Подгорнова В.М. (1988г.) [47], Рыжикова Н.И., Михайлова Д.Н. (2014г.) [48, 49] и др. Несмотря на различия в исходных данных и методиках проведения экспериментов общая закономерность распределения проницаемости в ОЗ $k(r)$ в виде степенных функций сохраняется.

После вызова притока часть кольматирующих частиц выносятся из пласта под действием приложенной депрессии, при этом фильтрационные свойства коллектора частично восстанавливаются, и в ОЗ формируется несколько отличный профиль проницаемости. Традиционно для количественного описания восстановления фильтрационных свойств используется постоянный безразмерный коэффициент восстановления проницаемости β , равный отношению измененной проницаемости образца после вызова притока к проницаемости чистого образца k_0 , а для количественной оценки поражения – коэффициент уменьшения проницаемости γ , равный отношению проницаемости до вызова притока к k_0 . Коэффициенты β и γ характеризуют степень поражения незначительных по размерам образцов керна и считаются величинами, не зависящими от размеров образца. Однако, как показывают специальные кернавые исследования [50, 51, 52] коэффициенты восстановления β (r/r_{np}) и уменьшения проницаемости γ (r/r_{np}) зависят от

расстояния до скважины, где r_{np} – радиус проникновения технологической жидкости в пласт / радиус зоны поражения пласта. И в случае $r_{np} \gg r_c$ допущение о постоянстве коэффициентов β , γ в ОЗ будет приводить к некорректной оценке продуктивности скважины.

Несмотря на малую величину, закольматированный слой создает значительные фильтрационные сопротивления особенно в случае применения водных промывочных жидкостей.

Процесс кольматации продуктивного пласта достаточно сложен. Одновременно происходит удержание части твердой фазы суспензии в порах пласта и обратный процесс – вынос части твердых частиц потоком дальше в пласт (суффозия). При движении по трещинам, кавернам, поровому пространству пластовая поды может наносить существенный урон скелету породы, размывая ее и вымывая ее мелкие частицы. Затем происходит засорение этими частицами капилляров, поровых каналов, трещин гидравлического разрыва пласта и притрещинных зон.

Суффозия подразделяется на механическую и химическую. Механическая суффозия – вынос частиц горной породы потоком воды, проходящей по фильтрационному пространству. При механическом взаимодействии с водой горная порода частично разрушается, и некоторые ее части уносятся водой. В случае химической суффозии происходит растворение частиц горной породы и их дальнейший вынос. Рассмотренные виды суффозии обычно наблюдаются в совместном виде, поэтому корректнее будет сказать, что наблюдается химико-механическая суффозия.

Стоит отметить, что при высоких значениях гидродинамического давления и скорости движения воды суффозионные явления проявляются гораздо интенсивнее.

Образование и движение кольматирующих частиц может происходить непосредственно в пласте в процессе взаимодействия фильтрующихся флюидов между собой и с породой при изменении термобарических условий. В этом

случае кольтматация будет происходить по направлению пласт → скважина (в научной литературе используется термин «самокольтматация»).

Примерами проявления данного механизма кольтматации являются: совместная фильтрация в пласте различных типов вод, в результате взаимодействия которых образуется твердый осадок; выпадение твердых частиц из перенасыщенных солевых растворов при заводнении засолоненных коллекторов; миграция твердых частиц породы при заводнении неконсолидированных и заглинизированных коллекторов и др. В работах Норич К., Фрэнк О., Ионес И. показано, что при фильтрации воды возможно изменение проницаемости пласта в результате диспергирования глинистых частиц. Основным механизмом техногенной модификации проницаемости при диспергировании глин является самокольтматация, приводящая к осаждению диспергирующих глинистых частиц в местах сужений и горловинах пор. В отличие от механизма кольтматации при формировании первичной ОЗ процесс самокольтматации может происходить во всем объеме пласта, а не быть локализованным в ОЗ. Для описания процессов внутрипластовой кольтматации широко используется «deep-bed filtration» модель. В данной модели течение суспензии в поровом пространстве описывается системой уравнений, состоящей из следующих уравнений: закон Дарси, уравнение фильтрации твердых компонент, уравнение кинетики «захвата» частиц, зависимости проницаемость порового пространства от объема захваченных частиц. В работах Бедриковецкого П.Г. данная модель использовалась для описания процессов резкого снижения приёмистости нагнетательных скважин при заводнении пластов морской водой [53], снижения продуктивности из-за выпадения сульфатов вследствие несовместимости пластовой и закачиваемой воды [54]. Горбуновым А.Т. и Бученковым Л.Н. [55] предложена модель процесса вытеснения нефти щелочью в сочетании с внутрипластовым осадкообразованием, являющимся следствием смешения оторочек раствора щелочи и раствора хлористого кальция.

В работе [6] рассмотрена классическая модель, в рамках которой описаны особенности течения суспензии в пористой среде.

Уравнение, определяющее интенсивность захвата частиц кольтманта в поровом пространстве, представляется в виде:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda F(\sigma) w C, \quad (4)$$

где w – фильтрационная скорость (скорость несущей фазы), C – концентрация частиц в потоке, λ – коэффициент захвата; $F(\sigma)$ – корректирующая функция, учитывающая зависимость интенсивности захвата частиц от σ доли объема пористой среды, занимаемой захваченными компонентами.

Эмпирическая зависимость коэффициента захвата λ от соотношения радиуса фильтрующихся частиц к радиусу пор может быть представлена в виде:

$$\lambda = \lambda_0 F\left(\frac{r_s}{D}\right)^n, \quad (5)$$

где r_s – средний размер частиц в потоке, D – средний размер пор, λ_0 и n – эмпирические параметры. В работе [56] на основе интерпретации экспериментов по фильтрации суспензий бентонитовой глины ($r_s=4$ мкм) и мела ($r_s=8$ мкм) на керне с проницаемостью 52-166 мД получены значения коэффициента λ в диапазоне 9-20 (м^{-1}).

Для связи между проницаемостью и объемной долей захваченных частиц наиболее распространены эмпирические зависимости следующего вида.

Зависимость, полученная в работах Herzig [57]:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{1}{1 + \beta \sigma}, \quad (6)$$

а также зависимость вида (7), основанная на обобщении уравнения Козени-Кармана, полученная в работах Михайлова, Шехтмана, Boek, Herzig, Tien:

$$\frac{k}{k_0} = \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M, \quad (7)$$

где k – проницаемость среды, σ – объёмная доля захваченных частиц, β – безразмерный коэффициент восстановления проницаемости, γ –

безразмерный коэффициент уменьшения проницаемости, M – эмпирический параметр.

Обычно частицы образуют внутри порового пространства упаковку, обладающую своей пористостью и проницаемостью. Следовательно, проницаемость пористой среды будет отличной от нуля даже при заполнении кольматантом всего порового пространства и может быть описана, например, следующим выражением:

$$k = k_0 \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M + \gamma \frac{\sigma}{m_0} k_c, \quad (8)$$

где k_c – проницаемость упаковки частиц в поровом пространстве.

В целом, несмотря на большое разнообразие соотношений для кинетики захвата и проницаемости, в литературе нет четко сформулированного критерия применимости того или иного выражения.

В случае классического описания процесса кольматации с постоянной интенсивностью захвата $F(\sigma) = 1$ существует аналитическое решение для объемной доли захваченных частиц (9) и для концентрации взвешенных в суспензии частиц (10):

$$\sigma(x) = \begin{cases} \lambda_0 [W_{inj}(t) - x m_0], & \text{если } W_{inj}(t) > x m_0 \\ 0, & \text{если } W_{inj}(t) \leq x m_0 \end{cases} \quad (9)$$

$$C(x) = \begin{cases} C_0 \exp(-\lambda_0 x), & \text{если } W_{inj}(t) > x m_0 \\ 0, & \text{если } W_{inj}(t) \leq x m_0 \end{cases} \quad (10)$$

где x – координата вдоль оси керна; W_{inj} – объем закаченной в образец жидкости, отнесенный к площади сечения образца; λ_0 – коэффициент захвата.

Предложенный метод состоит в определении коэффициента захвата λ_0 из решения (9) для профиля объемной доли захваченных частиц и последующего определения зависимости $k(\sigma)$, используя гидродинамические данные фильтрационного эксперимента. Тем самым, процесс полностью описывается процесс с точки зрения аналитического решения.

Влияние минерализации на солеобразование. Рассмотрим влияние минерализации закачиваемых в пласт вод на изменение фильтрационных

параметров пласта. Вода занимает основное место в процессе солеотложения, так как является хорошим растворителем и способна переносить большое количество минералов и солей в растворенном виде. Как уже говорилось ранее, вода, контактируя со скелетом породы, частично увлекает компоненты породы, в результате образуются иононасыщенные растворы.

Солеотложение на нефтяных месторождениях может происходить путем прямого осаждения солей из вод, находящихся в пустотах и порах пород, в результате перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами или изменении термодинамических условий при разработке месторождения, а также при смешении двух несовместимых по составу и свойствам вод (высокоминерализованной пластовой и более пресной нагнетаемой) вследствие усиления растворимости одной или нескольких составляющих раствора.

Образование солей начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению растворимости в воде различных минералов. Большинство ионов растворяется при высоких температурах. Уменьшение давления также приводит к уменьшению растворимости. Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25 до 100 °C и во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200 °C [58].

В ходе работ по ремонту скважин применяются жидкости глушения, состав раствора которых может быть несовместим с минерализацией пластовой воды, что также является одной из распространенных причин солеотложения.

В работе [8] исследована эффективность применения СКО на нефтяных месторождениях с аномально высокой минерализацией пластовых вод (300 г/л и более). Критерием оценки эффективности было принято изменение значений фазовой проницаемости модели по нефти перед и после обработки кислотными растворами.

В процессе лабораторного исследования проведено фильтрационные испытания солянокислотных растворов с различной концентрацией на карбонатных моделях пласта, насыщенных минерализованной водой ($C_{\text{NaCl}}=300$ г/л). Изменение концентрации соляной кислоты проводилось от 3% до 24% мас. В итоге проницаемость по газу снизилась от 1,4 и более раз при увеличении концентрации кислоты. Причина снижения проницаемости – образование в поровом пространстве осадка NaCl. При внесении в систему избыточного количества ионов Cl^- произошло интенсивное осадкообразование вследствие образования пересыщенного солевого раствора.

По итогам исследования установлено, что проведение КО карбонатному коллектору трещинно-кавернозно-порового типа с высокоминерализованными пластовыми водами ($C_{\text{NaCl}}=300$ г/л) нецелесообразно. Для эффективного воздействия солянокислотным раствором на породу-коллектор в данных условиях и увеличения проницаемости пласта рекомендуется проводить предварительную обработку пресной водой для снижения содержания солей в объёме пустотного пространства или применять КО при минерализации пластовых вод не более 150 г/л.

Минерализация закачиваемой в пласт воды серьезным образом влияет на низкопроницаемые коллектора. Тем более это влияние проявляется при большом содержании глин, такие коллекторы называют глинизированные. Одним из проявлений набухания глинистого цемента коллекторов является снижение приемистости нагнетательных скважин при закачке в нефтяные пласты воды, отличающейся по химическому составу от пластовой. Падение приемистости связано с уменьшением проницаемости отложений принимающих интервалов [5].

Гидратация глинистых пород является сложным физико-химическим процессом, приводящим к деформации и разрушению структур и свойств глин. Набухание глин объясняется их гидратацией. Вода проникает в чешуйки глин и создает между чешуйками гидратные пленки. Так как удельная поверхность глин значительна (в силу того, что глина состоит из многочисленных чешуек), глины

набухают. Процесс набухания глин оказывает влияние на устойчивость стенок скважин и на качество вскрытия призабойной зон пласта, приводит к увеличению давления, развиваемого набухшим образцом и к снижению пористости и проницаемости породы во много раз.

В ходе исследования установлено, что влияние минерализации закачиваемой в пласт воды на проницаемость глиносодержащих пород положительное, то есть проницаемость породы возрастает, с увеличением минерализации закачиваемой воды [9]. Существенным образом наблюдались изменения проницаемости пласта при закачке воды с минерализацией от 0 до 30 г/л, затем увеличение концентрации солей в растворе не приводило к столь существенному изменению проницаемости.

При воздействии водными растворами и перенасыщении ПЗП при многократном и/или некачественном глушении скважины на поверхности породы могут образовываться пленки рыхлосвязанной воды, снижающей объём порового пространства.

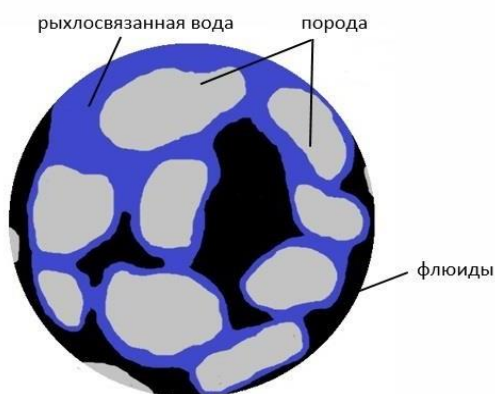


Рисунок 4 – Образование водного барьера из рыхлосвязанной воды

Особенно часто проявляется водная блокада, образованная в результате насыщения водными растворами глушения породы и капиллярного насыщения, в низкопроницаемых пластах, так как наличие капиллярных явлений в них имеет большое значение. В результате растет водонасыщенность пористой среды ПЗП, что приводит к снижению фазовой проницаемости нефти и увеличению обводненности добываемой продукции.

Выпадение АСПО. Распространенной причиной загрязнения ПЗП является выпадение АСПО. АСПО состоят из асфальтосмолистых соединений, механических примесей, парафинов метанового ряда (от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$), силикагелевых смол и воды. Формирование АСПО может происходить по двум направлениям: образование и рост кристаллов парафина на твердой поверхности или образование и рост кристаллов парафинов в потоке пластовых флюидов, с последующим их налипанием на твердую поверхность.

Образование АСПО в ПЗП происходит при изменении термобарических условий (снижение давления на забое скважины и снижение температуры пластовой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином). При изменении данных параметров происходит образование кристаллов парафина, рост и осаждение их. Одновременно с парафином осаждаются асфальтены, смолы и механические примеси, придающие отложениям прочность и создающие трудности при их удалении. Данные отложения создают сопротивления движению потока флюидов и являются достаточно серьезной проблемой в процессе разработки.

Помимо изменения термобарических условий на образование АСПО оказывают влияние скорость потока жидкости, обводненность пластовых флюидов, изменение компонентного состава нефти при ее разгазировании, состояние насосно-компрессорных труб и многие другие факторы.

Одним из главных параметров пластовой нефти, учитываемых при обосновании и выборе методов и технологий предотвращения образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в системе «пласт-скважина», является температура ее насыщения парафином. Пластовая нефть – сложная, многокомпонентная дисперсная система, изменение состава которой в процессе разработки месторождения оказывает существенное влияние как на температуру насыщения нефти парафином, так и на свойства системы в целом. Даже с использованием всех имеющихся на сегодняшний день технических средств исследователю невозможно в полной мере описать все возможные комбинации составов дисперсных систем, а также определить вклад каждого

компонента системы в отдельности в изменение ее свойств. Ввиду сложностей проведения многофакторного анализа влияния различных компонентов и параметров исследуемой системы на процессы образования органических отложений, и в первую очередь парафина, в статье авторов Сандыга М.С., Рогачев М.К. представлены методики исследований и результаты моделирования максимально упрощенных систем – парафиносодержащих растворов [59].

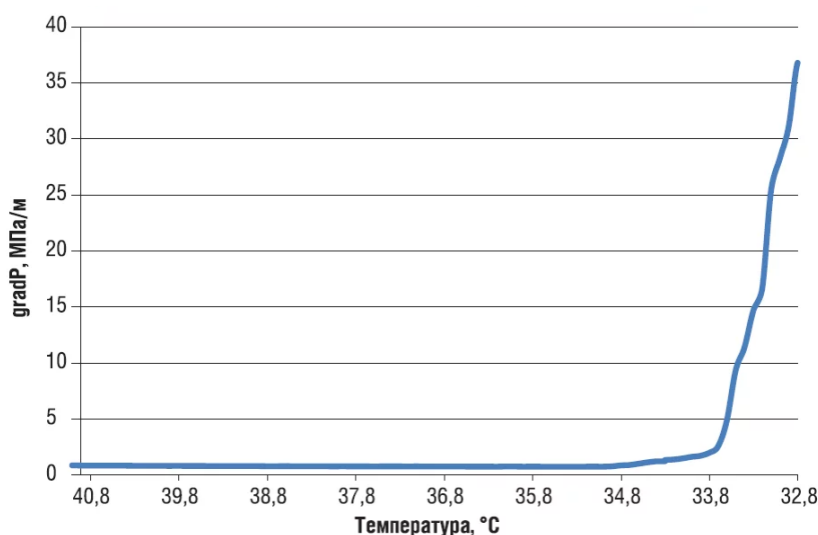


Рисунок 5 – Динамика изменения градиента давления в керне при снижении температуры [59]

По графику на рисунке 5 видно, что при снижении температуры в кернодержателе происходит рост градиента давления. Это свидетельствует о снижении проницаемости керна, что можно объяснить образованием твердой фазы (кристаллов парафина) в его поровом пространстве при снижении температуры.

Так же в ходе исследования получены результаты томографических исследований кернового материала, выполненных до и после фильтрации через него модели высокопарафинистой нефти со снижением температуры, которые показали снижение открытой пористости образца горной породы в результате кольтматации порового пространства парафином.

Влияние депрессии. На породу-коллектор в пластовых условиях действует несколько разнонаправленных сил. Горное давление вышележащих пород стремится смять коллектор и уменьшить объем порового пространства.

Давление пластового флюида, действует на стенки пор и трещин и препятствует смятию. Разность между литостатическим (горным) и пластовым давлением называют эффективным горным давлением – напряжением которое испытывает скелет горной породы. При увеличении депрессии (снижении забойного давления) происходит увеличение нагрузки на коллектор в призабойной зоне пласта и его упругая деформация.

Основная емкость карбонатных пород обусловлена первичной межзерновой и вторичной пористостью (пустоты выщелачивания). Трещины имеют небольшое значение в емкости коллектора, но они определяют фильтрационные свойства пород. Проницаемость же таких пород, главным образом, обеспечивается трещиноватостью. В начальных пластовых условиях вследствие упругости пород продуктивного пласта и насыщающих его жидкостей трещины эти находятся в раскрытом состоянии и не препятствуют движению жидкости. Однако при вскрытии пласта или при добыче создаются высокие депрессии на призабойную зону, и происходит смыкание трещин пласта около ствола скважины. С повышением депрессии на пласт происходит снижение коэффициента продуктивности. После снижения депрессии порода приобретает первоначальное состояние и фильтрационные характеристики восстанавливаются. Слишком высокие депрессии могут приводить и к необратимым изменениям в скелете породы. Такие процессы происходят при пластических деформациях коллекторов, которые возникают, когда эффективное горное давление превышает предел текучести породы.

При увеличении депрессии усиливается воздействие на породу и активнее происходит вынос отделившихся частиц вследствие небольших разрушений породы, что влечет за собой более интенсивное засорение фильтрационных каналов, а затем снижение проницаемости ПЗП.

В призабойной зоне пласта наблюдаются наибольшие перепады давления. Вследствие влияния минерализации, являющейся причиной образования солей, и высоких давлений, происходит процесс интенсивного выпадения и скопления солей в ПЗП.

Скин-фактор. Важной характеристикой призабойной зоны пласта, оказывающей влияние на продуктивность скважины, представляет собой проницаемость – способность горных пород пласта пропускать сквозь себя флюиды при перепаде давления. С помощью скин-фактора можно оценить изменчивость проницаемости в примыкающей к скважине зоне. Данный гидродинамический параметр характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению дебита по сравнению с совершенной скважиной. То есть для преодоления сопротивления, возникающего вследствие ухудшения проницаемости в зоне очень небольшой толщины вокруг скважины, требуется повышенное давление, однако имеется ограничение – энергетические возможности продуктивного пласта, поэтому происходит снижения продуктивности.

М. Хоукинс в 1956 году предложил для расчета скин-фактора следующую формулу [12]:

$$S = \left(\frac{k_r}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \quad (11)$$

Он использовал концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, построив затем следующую модель скважины:

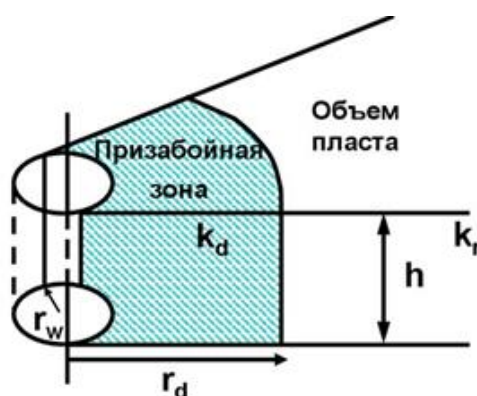


Рисунок 6 – Модель Хоукинса

где k_r – проницаемость коллектора, h – эффективная толщина коллектора, k_d – проницаемость измененной зоны, r_d – радиус измененной зоны, r_w – радиус скважины.

Данный подход позволяет вычислить скин-фактор с помощью свойств призабойной зоны:

- если $k_d < k_r$ (повреждение), скин-фактор является положительным;
- если $k_d > k_r$ (интенсификация), скин-фактор является отрицательным;
- если $k_d = k_r$, скин-фактор равен 0.

Основное допущение при оценке скин-фактора – протяженность скин-зоны относительно мала по сравнению с границами пласта $r_s \ll r_e$. Т.е. считаем, что приток через скин-зону установившийся.

Определение параметров призабойной зоны пласта является ключевым при оценке эффективности скважины, на основании полученных данных можно судить о причинах изменения дебита и повышать его. Однако при оценке, например, скин-эффекта необходимо учитывать некоторые особенности скважины.

Скважина является гидродинамически совершенной, если вся поверхность забоя фильтруется. В реальных условиях вблизи скважины есть небольшая область – призабойная зона пласта (ПЗП), где происходит дополнительное падение давления. Данная зависимость выражается уравнением Дюпюи [1]:

$$p - p_c = \frac{Q_\mu}{2\pi h k} \left(\ln \frac{r}{r_c} + s \right), \quad (12)$$

где Q_μ приведенный к пластовым условиям установившийся дебит скважин; S – скин-эффект – безразмерный параметр, учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное падением давления в призабойной зоне, r и r_c – радиусы контура питания и скважины соответственно, p – пластовое давление, p_c – реальное забойное давление.

На величину скин-эффекта оказывают влияние огромное количество факторов, которые определяются изменением фазового состава, скоростей фильтрации и называются псевдоскин-факторами. Их сумма и составляет скин в уравнении Дюпюи:

$$1) S = S_{кол} + S_p + ... \quad (13)$$

Рассмотрим некоторые из них.

$S_{кол}$ – скин-фактор, вызванный загрязнением пласта.

$$2) S_{кол} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c}, \quad (14)$$

где r_c радиус скважины, м;

r_s – радиус зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками вокруг скважины, м;

k – проницаемость, мД;

k_s – проницаемость в ПЗП, мД;

S_p – скин-фактор вследствие несовершенства вскрытия пласта [3].

Псевдоскин представляет функции переменных:

$$3) b = \frac{h_p}{h}, \quad (15)$$

где b – коэффициент вскрытия перфорации;

h_p – интервал перфорации;

h – эффективная толщина пласта

$$4) \frac{h_s}{r_w}, \quad (16)$$

где r_w – радиус скважины;

h_s – высота элемента симметрии (рисунок 7).

Далее используя значения b и $\frac{h_s}{r_w}$, по палеткам (рисунок 8), определяем

S_p .

Кроме рассмотренных существуют псевдоскин-факторы вызванные отклонением ствола скважины от вертикали, размерами перфорационных отверстий и многие другие. Согласно пособию Томского политехнического университета значения S варьируется от ∞ до -5,5 и на основании полученных значений, можно сделать предположения, приведенные в таблице 7.

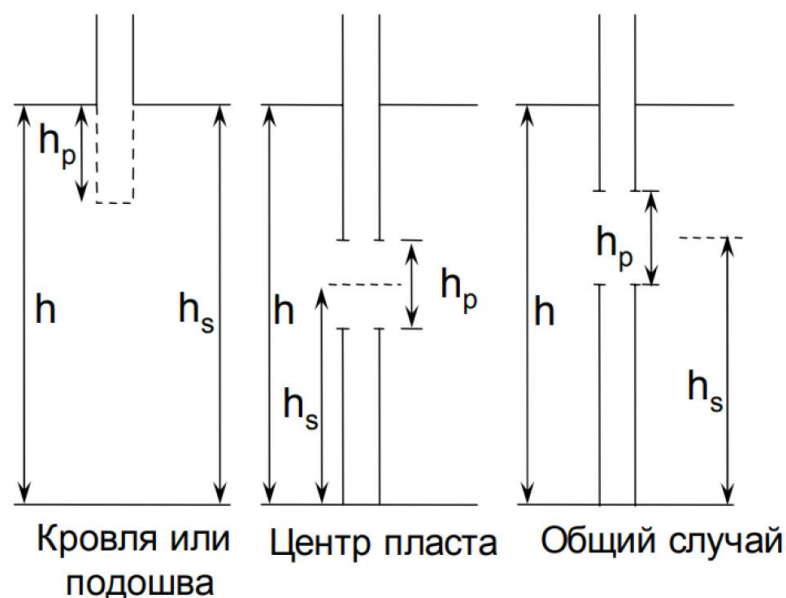


Рисунок 7 – Геометрия скважины в зоне перфорации

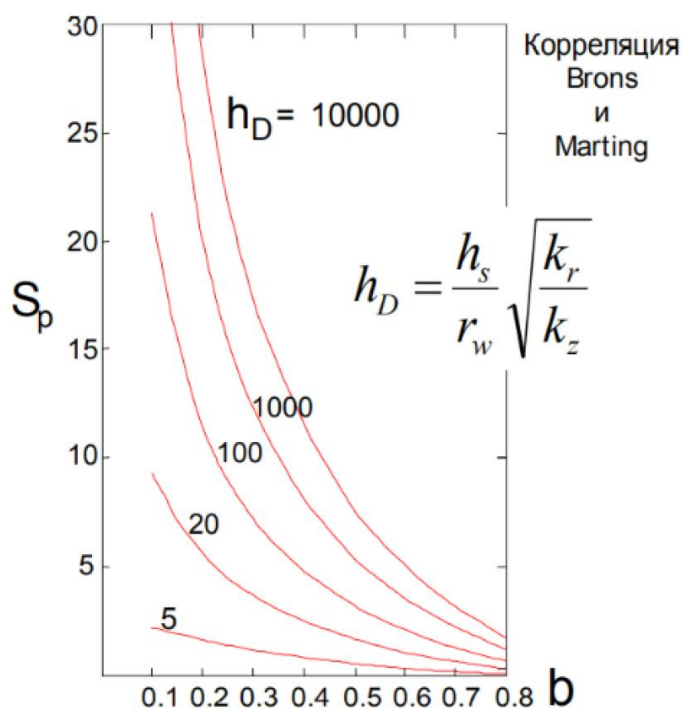


Рисунок 8 – Скин-фактор в несовершенной скважине

Для восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Выбирается метод ОПЗ пласта исходя из причин, послуживших снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и на основе гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

Таблица 7 – Стандартные значения скин-эффекта

Значение	Интерпретация
$S < 0$	Интенсификация притока
$S > 0$	Загрязнение ПЗП
$S \approx 1-2$	Умеренное загрязнение ПЗП
$S \approx 5$	Серьёзные загрязнения ПЗП
$S \approx -3$	Предел кислотной обработки
$S \approx -4$	Хороший гидроразрыв пласта
$S \approx -5,5$	Нижний предел
$S > 10$	Механические проблемы

Методы определения степени загрязнения ПЗП

Определение степени загрязнения коллекторов ПЗП и несовершенства вскрытия пластов позволяет спланировать мероприятия по преодолению негативных факторов и на этой основе добиться увеличения дебитов скважин.

Исследования, проводимые на скважинах, можно разделить на две категории:

- Исследования на установившихся режимах течения – метод индикаторной диаграммы (ИД) и анализа добычи (АД);
- Исследования не установившихся режимах течения – методы кривой восстановления давления (КВД) для нефтяных скважин, кривой падения давления (КПД) для нагнетательных скважин и кривой восстановления уровня (КВУ) для нефтяных скважин [61].

Интерпретация ГДИС позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводнённость, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т. д.), а также особенности околоскважинной и удалённой зон пласта. Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания, характера насыщения пласта (газ/нефть/вода) и физических свойств пластовых флюидов

(плотность, вязкость, объёмный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.).

Известны основные гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, предусматривающие снятие и обработку кривых восстановления давления (для добывающих скважин) или падения давления (для нагнетательных скважин) (сокращенно КВД или КПД) в стволах скважин после остановки их эксплуатации. Эти исследования выполняются для определения коллекторских свойств пласта в районе влияния скважин. Однако существующая методика обработки КВД или КПД не позволяет достоверно оценить степень загрязнения ПЗП и несовершенство характера вскрытия пластов.

Известен способ исследования скважин, включающий пуск скважины в работу на заданные режимы и измерения забойного давления и дебита на каждом режиме в условиях установившегося (стационарного) характера фильтрации жидкости в районе влияния скважины [60]

Способ позволяет определить величину фактического коэффициента продуктивности, с использованием которого определяют потенциальный коэффициент продуктивности. По соотношению фактического и потенциального коэффициента продуктивности возможно вычислить величину обобщенного показателя скин-эффекта, под которым понимают величину дополнительного фильтрационного сопротивления, обусловленного загрязнением ПЗП и несовершенством характера вскрытия продуктивных пластов в скважинах. По известному способу S находится из следующей формулы:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_K - P_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_{c \text{ прив}}} \right)} = \frac{2\pi kh (P_K - P_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + S \right)} \quad (17)$$

Из формулы (17) находится фактическое значение коэффициента продуктивности (K):

$$K = \frac{Q}{(P_k - P_c)} = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln \frac{R_k}{r_c} + S)} \quad (18)$$

При этом параметр гидропроводности пласта (kh/μ) для формулы (17) может определяться путем обработки КВД по формулам нестационарного режима фильтрации или быть найден другими способами.

Потенциальное значение коэффициента продуктивности скважины при этом находится по формуле (18) из условия $S = 0$.

Однако нет четких критериев установившегося состояния и рекомендаций по технологии исследования в отношении времени работы скважин на каждом последующем режиме, что приводит к необходимости увеличения продолжительности периода исследований скважин на каждом из режимов эксплуатации.

Кроме того, по известному способу желательно дополнительно исследовать скважины по методу КВД (или КПД) для наиболее точного определения величины используемого в расчетах показателя гидропроводности продуктивных пластов.

Другой известный способ заключается в том, что производят гидродинамические исследования скважины для определения соотношения фактического и потенциального коэффициентов продуктивности скважины, по которому определяют состояние призабойной зоны скважины и его изменения в процессе эксплуатации, причем гидродинамические исследования скважины осуществляют по методу установившихся отборов с дифференциацией продолжительности времени выдержки скважин на каждом из режимов работы в соответствии с предложенными критериями.

Данный способ позволяет минимизировать продолжительность исследований по методу установившихся отборов, но необходимость в использовании этого метода исследований, так же, как и необходимость дополнительных исследований скважин по методу КВД (или КПД) сохраняется.

Рассмотрим еще один вариант по исследованию состояния ПЗП. Авторами патента «Способ определения состояния призабойной зоны»

Заволжским В.Б., Умрихиным И.Д., Монастыревым В.А. была поставлена задача разработать способ определения состояния призабойной зоны скважины, в котором за счет проведения гидродинамических исследований без применения метода исследования на режимах установившихся отборов сокращалось бы время исследований с сохранением точности определения соотношения фактического и потенциального коэффициентов продуктивности скважины.

Поставленная задача решается тем, что в способе определения состояния призабойной зоны скважины, заключающемся в том, что производят гидродинамические исследования скважины для определения соотношения фактического и потенциального коэффициентов продуктивности скважины, по которому определяют состояние призабойной зоны скважины и его изменение в процессе эксплуатации, согласно изобретению, гидродинамические исследования скважины производят по кривой изменения давления в скважине после ее остановки с последующими обработкой результатов исследования одновременно по схеме бесконечного и конечного пластов и сопоставлением полученных по обеим схемам расчетных данных, в результате чего определяют искомое соотношение фактического и потенциального коэффициентов продуктивности скважины [60].

Для добывающей скважины в качестве кривой изменения давления в скважине после ее остановки используют кривую восстановления давления или уровня в скважине. Для нагнетательной скважины в качестве кривой изменения давления в скважине после ее остановки используют кривую падения давления или уровня в скважине.

Предлагаемый способ обеспечивает уменьшение стоимости промысловых исследований в результате значительного сокращения продолжительности их осуществления. Это обусловлено тем, что по предлагаемому способу исследования производятся лишь по одному методу методу кривой восстановления давления. Это, в свою очередь, позволяет более оперативно производить технологические оздоровительные мероприятия,

прогнозировать состояние скважины и, таким образом, добиться увеличения дебитов скважины [60].

Взаимодействие пород с кислотами. Рассмотрим взаимодействие породы с некоторыми кислотами. На скорость протекания реакции при солянокислотной обработке оказывает влияние давление закачки, температура, состав породы и концентрация кислоты в растворе. В зависимости от вещественного состава карбонатной породы скорость реакции возрастает в 1,6-2,5 раз при повышении температуры от 20 до 60 °С. На рисунке 9 представлена графическая зависимость влияния давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора.

Повышение давления приводит к снижению скорости реакции. Время нейтрализации 75% объёма кислотного раствора увеличивается в 7-10 раз при повышении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа. При увеличении давления от 0,7 МПа до 1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30-35 раз, а при увеличении давления с 2 МПа до 6 МПа скорость реакции снижается в 70 раз.

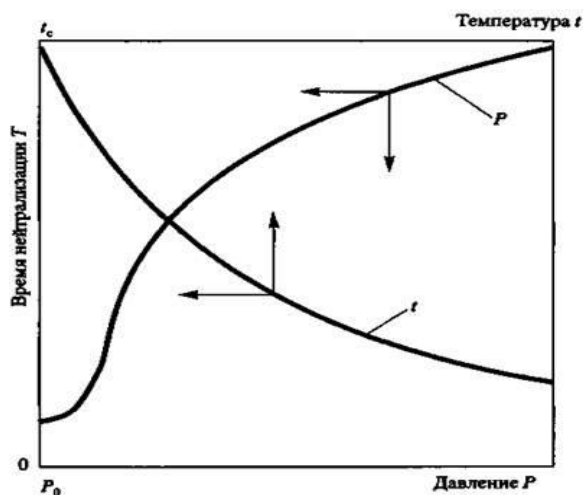
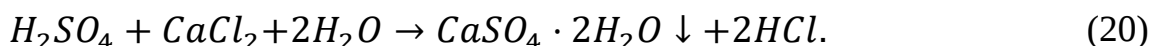
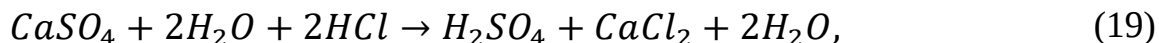


Рисунок 9 – Графическая зависимость влияния давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора t_c – 20 °С; P_0 – атмосферное давление

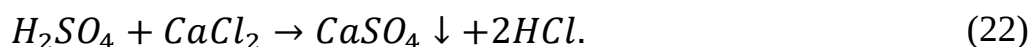
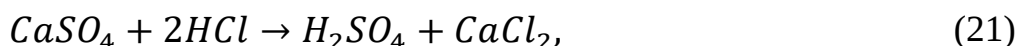
Изменение концентрации кислотного раствора от 5 до 15% HCl не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре 60 °С. Низкие концентрации раствора увеличивают глубину его проникновения в пласт, но при этом возрастают требуемые объёмы кислотного раствора (осложняется процесс освоения скважины после СКО из-за большого количества

продуктов реакции. Высокие концентрации раствора приводят к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов CaCl_2 и MgCl_2 , которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, существенно возрастает коррозия оборудования труб. Кислотные растворы с концентрацией более 15% хорошо растворяют гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4), образуя твердый осадок, снижающий проницаемость ПЗП:

Гипс:



Ангидрит:

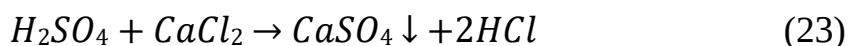


Таким образом, оптимальная концентрация раствора соляной кислоты в основном варьируется в пределах 8-15% [7].

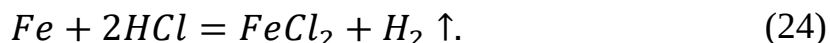
При обработке ПЗП используются разнообразные химические вещества, кислотные композиции состоят из целого комплекса компонентов, выбор которых зависит от конкретных условий при проведении технологических мероприятий.

По условиям производства соляной кислоты в концентрированной кислоте содержатся определенные примеси, способные при реакции с карбонатными породами (продуктами основной реакции) давать твердые осадки. К таким примесям относятся:

1. Серная кислота H_2SO_4 , которая, как уже описывалось выше, взаимодействуя с продуктами основной реакции, образует гипс, выпадающий в осадок:

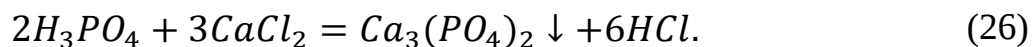


2. Хлорное железо FeCl_3 :



Затем FeCl_2 преобразуется в FeCl_3 , выпадающий в осадок.

3. Фтористый водород и фосфорная кислота, образующие с продуктами основной реакции нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$):



Таким образом для получения качественного раствора соляной кислоты необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу оказывающих положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО. Рассмотрим основные из них.

Соляная кислота хорошо реагирует с породами, имеющими в своём составе ионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ . При воздействии с известняком образует растворимые в воде соли, водную фазу и углекислый газ. Выделяющийся при этом CO_2 оказывает положительное влияние на ПЗП, особенно на режимах с температурой в пласте выше критической (более $31,2^\circ\text{C}$), при которой CO_2 находится в газовой фазе. В момент пуска скважины в работу и её освоения CO_2 способствует растворению асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) вблизи ПЗП и более интенсивному выносу продуктов реакции. Реакция соляной кислоты с глинами и глинистыми компонентами пород протекает с растворением окислов щелочных и щелочноземельных металлов, однако при этом происходит гелеобразование, которое усиливается с ростом содержания HCl в рабочем растворе и является процессом нежелательным.

Уксусная кислота взаимодействует достаточно хорошо с известняком, доломитом, сидеритом с образованием растворимых в воде продуктов реакции. С глинистыми составляющими породы практически не вступает в реакцию, однако при взаимодействии высококонцентрированной (более 60 %) уксусной кислоты с высокоминерализованной водой хлоркальциевого типа происходит выпадение солей в осадок.

Таблица 8 – Типовые характеристики взаимодействия карбонатных горных пород с кислотами

Наименование кислоты и её химическая формула	Горная порода и компонент, реагирующий с кислотой	Химическая реакция взаимодействия	Результаты реакции
Соляная кислота HCl	Известняк CaCO ₃	$\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Продукт растворения хлористый кальций, является водорастворимой солью
	Доломит CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Хлористый магний – водорастворимая соль
Уксусная кислота CH ₃ COOH	Известняк CaCO ₃	$\text{CaCO}_3 + 2\text{CH}_3\text{COOH} = \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Продукты реакции хорошо растворимы в воде
	Доломит CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{CH}_3\text{COOH} = \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{COO})_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$	Продукты реакции хорошо растворимы в воде
	Сидерит FeCO ₃	$\text{FeCO}_3 + 2\text{CH}_3\text{COOH} = \text{Fe}(\text{CH}_3\text{COO})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Осадков не образуется
Серная кислота H ₂ SO ₄	Известняк CaCO ₃	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{SO}_4 = \text{CaSO}_4 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Осадок растворим в воде, возможно осадкообразование при повышенной концентрации кислоты
	Доломит CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 2\text{H}_2\text{SO}_4 = \text{CaSO}_4 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$	Осадки растворимы в воде. При высокой концентрации кислоты могут образовываться осадки

Концентрированная серная кислота достаточно эффективно вступает в реакцию с карбонатными составляющими горной породы, однако при этом выпадают кристаллы солей в осадок, что приводит к закупорке пор и трещин. При взаимодействии с породой в среде с пластовыми флюидами выделяется значительное количество тепла, генерируются поверхностно-активные вещества от реакции H₂SO₄ с большинством компонентов нефти. Эти свойства серной кислоты положительно сказываются в большей степени при использовании её для целей повышения нефтеотдачи пластов.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

2.1 Технологии интенсификации притока на карбонатных коллекторах

В настоящее время существуют различные технологии воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости ПЗП. По явлениям, лежащим в основе технологий ОПЗ, выделяются химические, механические, физические, тепловые методы. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора, насыщающих их флюидов и гидродинамических исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Рассмотрим существующие технологии подробнее.

Тепловые методы обработки призабойной зоны

Термообработка призабойной зоны пласта проводится в коллекторах, процесс разработки и эксплуатации которых осложняется наличием в них тяжелых парафинистых нефтей при температурах пласта близких к температуре кристаллизации парафина или ниже.

Существует несколько вариантов переноса тепла в коллектор для проведения термической обработки:

- процесс теплопередачи осуществляется от источника тепла по скелету породы и насыщающей жидкости, то есть источник тепла расположен в скважине;

– процесс теплопередачи осуществляется путём нагнетания в пласт теплоносителя.

Паротепловая обработка

Паротепловая обработка скважин – это способ термической обработки скважины, заключающийся в периодическом подогреве призабойной зоны скважины при помощи нагнетания в пласт насыщенного пара. Воздействие на пласт посредством нагнетания, насыщенного пара проводится с целью подогрева определенной площади пласта, который направлен на увеличение продуктивности скважины [63]. Также в результате этого мероприятия значительно улучшаются фильтрационные характеристики, меняется смачиваемость горных пород, уменьшается вязкость нефти, увеличивается подвижность нефти. Воздействие насыщенным паром на скважину производится в режиме циклической закачки в добывающие скважины. Пароциклическая обработка скважины осуществляется в три этапа [64].

На первом этапе в добывающую скважину закачивается пар в течении 2-3 недель, объем нагнетаемого пара равняется примерно 30-100 тоннам на один метр нефтенасыщенной толщины пласта. Рассчитываются такие объёмы пара, чтобы охватить область пласта радиусом 10-20 м. Вязкость нефти должна быть выше 50 мПа·с (высоковязкая). На втором этапе обрабатываемую скважину закрывают на «паропропитку», суть которой заключается в выдерживании пара для конденсации, а также для перераспределения насыщенности внутри пласта. В этот период температура по пласту выравнивается, давление снижается и нефть становится более подвижной. На третьем этапе на скважине начинается отбор продукции, который ведется до предельного рентабельного дебита. Дебит добывающей скважины постепенно уменьшается, из-за остывания прогретой зоны пласта.

Если залежь эксплуатируется в режиме растворенного газа, то количество паротепловых обработок не более 3-5. Это связано с истощением пластового давления. Если же пласт имеет большую толщину и режим эксплуатации гравитационный, то количество обработок возрастает до 10. Стоит отметить, что

при проведении паротепловой обработки нефть становится более подвижной, а также происходит очистка ПЗП от АСПО. Эффективность технологии может длиться до 4 – 6 месяцев, после чего дебит снова начинает уменьшаться.

На месторождении Южный Миршади была проведена паротепловая обработка 6 скважин по причине высокой вязкости нефти. Продуктивный горизонт I литологически представлен зеленовато-серым известняком плотным, крепким с органическими остатками. Общая толщина горизонта 10 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 4м. Средневзвешенная пористость и нефтенасыщенность составляет 0,10 и 0,76 соответственно.

В результате проведенной паротепловой обработки было достигнуто увеличение дебита почти в 2 раза, средняя продолжительность работы скважин с повышенным дебитом сохранялась более 200 суток [63].

Подогрев забоя скважины

Подогрев забоя осуществляется с помощью глубинных электронагревателей. Различают постоянный подогрев и циклический. Важно отметить, что температура подогрева должна быть ниже температуры коксования.

При постоянном подогреве на забой скважины совместно с фильтром устанавливают глубинный подогреватель. Подогрев может осуществляться в постоянном режиме, либо по заданной программе.

Чтобы произвести циклический подогрев забоя скважины необходимо извлечь из неё эксплуатационное оборудование. После в скважину на нужную глубину спускают подогреватель на кабеле. Длительность прогрева может продолжаться 3-7 суток. После прогрева скважину необходимо запустить в эксплуатацию в течении 7 часов. Для этих целей используют СУЭСП-1200 (самоходная установка электропрогрева скважин), установленная на базе машины с высокой проходимостью (рисунок 10). Длина кабеля 1200 м, нагреватель может быть в длину 2,1 м с мощностью 10,5 кВт или длиной 3,7 м мощностью 21 кВт. В Башкирии на одном из месторождений по результатам 558 испытаний установили, что эффективность данной технологии 65%,

дополнительная добыча на каждую успешную операцию составила 336 т. Продолжительность эффекта 3-4 месяца.

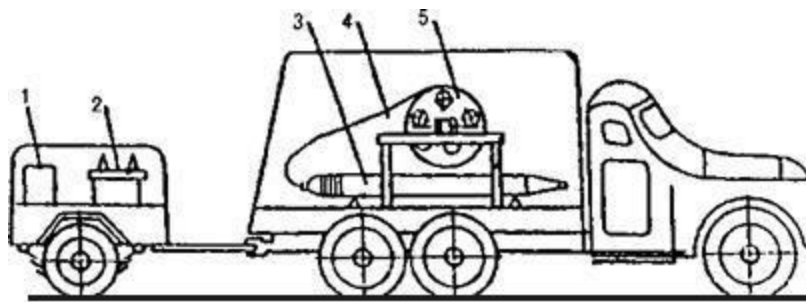


Рисунок 10 – СУЭПС-1200

1 – пульт управления; 2 – автотрансформатор; 3 – электронагреватель; 4 – кабель; 5 – лебёдка

Физические методы обработки призабойной зоны

Обработка ПЗП физическими методами подразумевает очистку зоны путём создания силы, способной разрушить структуру отложений.

Виброобработка

Данная технология реализуется с помощью специальных забойных устройств, которые создают колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой и частотой. Под воздействием переменного давления происходит разрушение загрязняющих отложений.

Операция осуществляется следующим образом. В скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), на их конце закреплён вибратор – генератор колебаний давлений. Вибратор представляет собой гидравлический механизм, состоящий из двух цилиндров разного диаметра. У цилиндров имеются прорезы, через которые продавливается жидкость. Внутренний цилиндр находится в неподвижном состоянии, а наружный вращается вокруг вертикальной оси. Конструкция вибратора сделана таким образом, что жидкость выходит по некоторым углом к касательной, создавая вращающий момент, приводящий цилиндр в движение. Поэтому при совпадении прорезей внутреннего и внешнего цилиндром происходит выброс жидкости, а при несовпадении – резкое прекращение движения. В процессе движения жидкости через вибратор он создаёт серию гидроударов, оказывающих воздействие на обрабатываемую ПЗП, благодаря чему возникают перепады давлений,

изменяющие поверхностные, капиллярные и другие свойства жидкостей и пород и вызывающие в них разрывы с образованием микротрещин.

Виброобработку ПЗП проводят в следующих скважинах: коллекторы которых образованы плохопроницаемыми неоднородными породами и содержат большое количество глин; с плохими ФЕС призабойной зоны из-за бурения или ремонтных работ; с высоким пластовым давлением и плохой проницаемостью. Запрещается проводить виброобработку в скважинах с низким пластовым давлением и вблизи ВНК.

При вибровоздействии давление колеблется в пределах 10-22 МПа, а расход жидкости 8-10 л/с. Данная технология эффективна в скважинах, в которых произошло резкое уменьшение дебита, но не по причине падения пластового давления или обводнения. В среднем объем жидкости составляет 2-3 м³ на метр толщины. В качестве жидкости используют раствор соляной кислоты, нефть или керосин. Глубина обработки при 300 Гц может достигать 10-20 м.

Перед проведением обработки забой скважины исследуют, определяют важные параметры и строят профиль притока или приемистости. Затем подбирают необходимое оборудование и определяют интервал обработки. Определяют необходимый объем рабочей жидкости и давление закачки. Составляют план операции в котором определяют последовательность действий, а также темп закачки рабочей и продавочной жидкости.

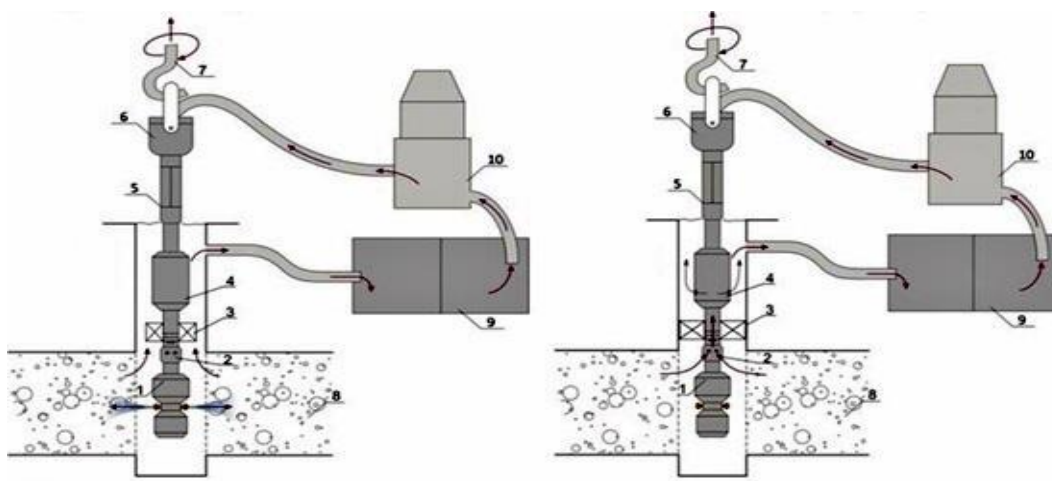


Рисунок 11 – Схема виброобработки (слева) и освоения регулируемыми депрессиями с помощью струйных насосов (справа)

1 – вибратор; 2 – циркулирующий клапан; 3 – пакер; 4 – струйный насос; 5 – НКТ; 6 – вертлюг; 7 – талевая система; 8 – пласт; 9 – блок долива; 10 – ЦА-320

Виброобработка часто применяется в комплексе с другими технологиями, например, с кислотной обработкой или перед проведением ГРП.

Метод переменных давлений

Метод переменного давления применяют в случаях, когда после проведения кислотной обработки не удаётся вызвать приток к скважине. Процедура данной технологии довольно проста, она заключается в создании переменных нагрузок на ПЗП. За один цикл происходит нагнетание жидкости в скважину, соответственно давление возрастает, затем производят резкое снижение давления. Насосный агрегат нагнетает жидкость в затрубное пространство до величины опрессовки скважины, устье скважины перекрыто. Затем насосный агрегат останавливают и тут же открывают задвижку на устье, ждут пока жидкость перестанет течь и повторяют операцию снова. В результате таких манипуляций в скважину выносятся мехпримеси из призабойной зоны.

Количество циклов необходимых для разгрузки скважины устанавливается опытным путём, обычно количество циклов не меньше 30, но бывают случаи, когда производят 100 циклов.

Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды. Обычно струйные насосы используют после проведения различных воздействий на ПЗП.

Струйные насосы применяются в скважинах с низким пластовым давлением, высокой обводнённостью и газовым фактором, а также с ухудшающимися ФЕС.

Струйный насос работает следующим образом. Насосный агрегат подаёт в НКТ рабочую жидкость (нефть или вода) под давлением. При прохождении сопла скорость потока увеличивается, за счет этого в каналах, связывающих входную часть с диффузором снижается давление. Поток рабочей жидкости

направляется в затрубное пространство, а пластовая жидкость начинает всасываться в насос. Пластовая и рабочая жидкость смешиваются и выносятся по затрубному пространству на поверхность.

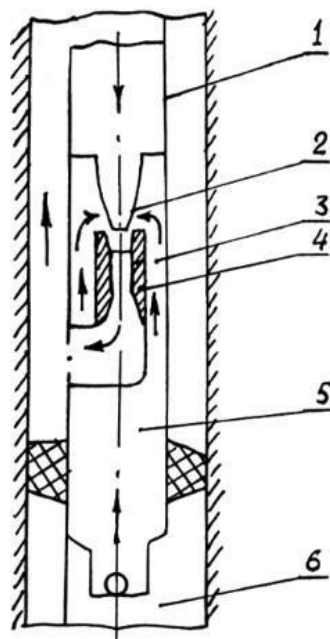


Рисунок 12 – Схема струйного насоса

1 – НКТ; 2 – сопло; 3 – каналы; 4 – диффузор; 5 – входная часть насоса; 6 – подпакерное пространство

Механические методы воздействия на призабойную зону

Гидропескоструйная перфорация

Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) применяют при вскрытии плотных, неоднородных по проницаемости, карбонатных коллекторов перед ГРП для образования трещин в заданном интервале пласта.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – это абразивное воздействие на преграды, их гидромониторное разрушение. Представляет собой процесс нагнетания в скважину жидкости и песка, после чего образуются чистые глубокие каналы. Применение метода целесообразно в скважинах несовершенных по характеру вскрытия.

Разрушение горной породы происходит за счет эффектов абразивности и гидромониторности песчаножидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из пескоструйного перфоратора, который закрепляется к нижней части НКТ.

Гидропескоструйная перфорация бывает двух типов:

1. Точечная. В таком случае канал делается при помощи неподвижного перфоратора. Воздействие на нефтяную скважину данным способом проводится в течение 15 минут.

2. Щелевая. Предполагает использование подвижного перфоратора. Предполагает воздействие в течение 3 минут на каждый см длины.

Технология ГПП проводится следующим образом. В НКТ спускаются нижний и верхний шаровые клапаны с пескоструйным аппаратом, имеющим 2 – 4 насадки диаметром от 4,5 до 6 мм. Для занятия аппаратом необходимого положения в скважине размещают муфту толстостенную, длина которой достигает 50 см с толщиной стенки от 10 до 15 мм. Производится герметизация затрубного пространства путем установки самоуплотнительного сальника.

Процесс подготовительных работ перед проведением ГПП начинается с опрессовки НКТ, после чего осуществляется обратная промывка. Затем, подняв верхний шаровой клапан определяют гидростатическое давление, производят геофизические исследования геологического разреза.

После установки подземного оборудования начинают закачку жидкости с абразивным материалом. Воздействие на породу струей происходит при очень большой скорости ее закачки, которая может достигать несколько сотен метров в секунду, в результате чего происходит вымывание в породе каверны грушеобразной формы, размеры которой зависят от прочности горной породы, времени воздействия струйным аппаратом и его мощности.

Создание каналов и каверн грушеобразной формы и является конечной целью гидropескоструйной обработки пласта, а эффективность проведения осуществляется путем оценки уровня повышения производительности скважин.

Для закачки в ПЗП при проведении ГПП основными материалами являются рабочая жидкость и песок. При выборе рабочей жидкости стоит учитывать, что она не должна негативно воздействовать на коллекторские свойства пласта, а также обработка пласта при ГПП не должна сопровождаться неконтролируемыми притоками жидкости из пласта. В качестве рабочей

жидкости в карбонатных коллекторах применяется водный раствор соляной кислоты.

В качестве абразивного материала в рабочую жидкость добавляют кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5%), размер частиц которого должен быть равен 0,5 – 1,2 мм. Оптимальной концентрацией песка в рабочей жидкости составляет 30 – 50 кг/м³ (3 – 5%).

Общее количество жидкости (в м³) $V_{ж}$ рассчитывается следующим образом:

$$V_{ж} = 1,88 D_{вн}^2 L_c, \quad (27)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, L_c – глубина проводимой обработки.

Общее количество песка (в кг) Q_n рассчитывают на объём 0,6 $V_{ж}$, причем массовая концентрация песка $C_n = 100$ кг/см³.

$$Q_n = 1,13 D_{вн}^2 L_c C_n. \quad (28)$$

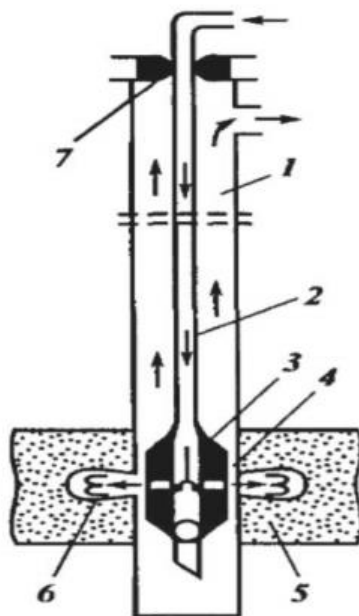


Рисунок 13 – Схема гидропескоструйной перфорации в скважине
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пескоструйный аппарат; 4 – насадка;
5 – пласт; 6 – каналы перфорации; 7 – сальник

Общими недостатками способов с использованием указанных устройств являются:

– ухудшение фильтрационных свойств пласта, так как при размыве каверн частицы цементного камня и горной породы (кольяматант) устремляются вглубь пласта и забивают флюидопроводящие каналы;

– недостаточная эффективность обработки призабойной зоны пласта, так как после образования каверн не проводится кислотная обработка размывных каверн через гидромониторные каналы перфоратора [65].

Комбинированные методы воздействия на призабойную зону пласта

Термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины

Данная технология подходит для обработки коллекторов с плохой проницаемостью до $0,1 \text{ мкм}^2$, сложенных известняком, доломитами или песчаниками. Сущность заключается в создании трещин в ПЗП с помощью давления пороховых газов, но без её закрепления в открытом состоянии. Применение технологии противопоказано породам состоящих из слабосцементированного песчаника, песка, алевролитов и с высоким содержанием глиен.

Перед проведением обработки скважину шаблонируют и замеряют забойное давление и температуры. Затем устанавливают генератор давления на глубине обрабатываемого интервала. Если толщина пласта больше 20 м, то применяют многократное воздействие. В случае, если пласт состоит из нескольких пропластков, то производят последовательное воздействие снизу-вверх. Пороховой генератор представляет собой прибор, в котором размещаются пороховые заряды и воспламенитель, данная конструкция опускается в скважину на кабеле, либо на колонне НКТ. Они имеют различное исполнение и рассчитаны на различные температуры, давления и диаметры эксплуатационных колонн. При сгорании порохового заряда происходит большое выделение тепла и возрастание давления. При быстром его сгорании давление на забое достигает 30 - 100 МПа, так как столб жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает быстро сдвинуться с места благодаря своей инерции. При медленном горении пороховых газов на забое скважины создается высокая температура (до 350 °С), так как на фронте

горения заряда она достигает 3500 °С. В результате происходит прогрев призабойной зоны скважины. Нагретые пороховые газы проникают по порам и трещинам в глубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины. При таком быстром процессе горения (доли секунды) осуществляется механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих. Такое воздействие аналогично гидроразрыву пласта, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

При горении заряда образуется большое количество газообразных продуктов горения, состоящих главным образом из углекислого газа, который, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой и породой. Это способствует повышению продуктивности скважины. Для усиления химического воздействия на карбонатные коллекторы пороховой заряд целесообразно сжигать в растворе соляной кислоты, предварительно закачанной в скважину.

Таким образом, технология воздействия пороховыми газами применяется для увеличения притока или приемистости в скважинах с плохопроницаемыми пластами, преимущественно на карбонатных коллекторах.

Термоакустическое воздействие

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора, образования гидратов углеводородных газов и др.

Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическими полями, для чего в скважину спускают термоакустический излучатель, соединённый кабель-тросом с наземным ультразвуковым генератором мощностью 4-30 кВт в диапазоне частот 5-16 кГц. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной температуропроводности и очистке призабойной зоны. Радиус зоны воздействия достигает 8 м. В зоне

воздействия снижается вязкость нефти, разрушаются и выносятся при последующей эксплуатации отложения парафина, бурового раствора, солей.

Применение данного метода в конечном итоге дает следующие результаты:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида при существующем радиусе пор и градиенте давления за счет «поршневого» эффекта, что приводит к увеличению отбора жидкости;

- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного при существующем радиусе пор и градиенте давления флюида благодаря преодолению вязкопластических сил, удерживающих флюид, что приводит к интенсификации отбора нефти;

- снижение вязкости нефти за счет разрушения ее реологической структуры, путем деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей, вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость нефти, тогда как для воды она остается неизменной, что способствует уменьшению обводненности продукции;

- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;

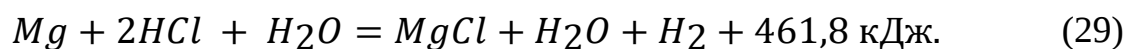
- увеличение или восстановление проницаемости коллектора и призабойной зоны пласта достигается за счет очистки поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений, а также за счет срыва поверхностных слоев жидкости, что приводит к увеличению эффективного сечения поровых каналов и вовлечению в процесс фильтрации застойных зон пласта.

Термокислотная обработка

Термокислотной обработкой принято называть комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно следующим за первым, – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. Термохимическая обработка – процесс

воздействия на забой горячей кислотой, при котором нагревание кислотного раствора производится за счет теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.), осуществляемом в специальном реакционном наконечнике, спущенном на насосно-компрессорных трубах в пределы интервала, намеченного под обработку. В реакционный наконечник обычно загружают от 400 до 100 кг магния, через которые в последующем прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ого раствора HCl. Данные соотношения рассчитываются исходя из интервала, подлежащего обработке.

При закачке рабочего раствора соляной кислоты с магнием происходит следующая реакция:



Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих объектах:

- в скважинах, снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых веществ на забое и в прифильтровой зоне;
- с целью удаления этих отложений в скважинах с низкими коллекторскими свойствами пород пласта;
- с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах;
- в скважинах, вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя;
- в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Термокислотная обработка применяется преимущественно в призабойных зонах с продуктивными карбонатными коллекторами. Количество

кислоты и спускаемого в скважину в виде стружки магния рассчитывается так, чтобы окончательная температура раствора после реакции была 75-90°C. Во всех случаях термохимический процесс целесообразен лишь на месторождениях с низкой температурой пласта, порядка от 15 до 40° С.

Из-за высокой химической активности горячей кислоты в отношении металла и ограниченности ингибиторов, достаточно активных при высоких температурах, термохимический процесс в основном применяется в скважинах с открытым забоем.

Термокислотная обработка базируется на экзотермической реакции раствора соляной кислоты с магнием. Так, при взаимодействии 18,61 л 15%-ного раствора HCl с 1 кг магния выделяется 18 987 кДж теплоты. При этом кислота нейтрализуется полностью. Максимально возможное повышение кислоты равно примерно 243 °С.

Виброволновое пенное воздействие на ПЗП

Основная область применения – нефтяные залежи с осложненными геолого-физическими условиями разработки (низкая проницаемость, повышенная глинистость и др., слоисто-неоднородные пласты, карбонатные коллекторы), с пластовым давлением не ниже половины и не выше гидростатического давления столба нефти в скважине.

Основными объектами для применения данной технологии являются преимущественно горизонтальные скважины (ГС) и вторые стволы действующих скважин, традиционные методы освоения которых после бурения и повышения продуктивности малоэффективны или технически невозможны, но при необходимости она может использоваться и для обработки вертикальных и наклонно–направленных скважин глубиной до 6000 м.

Сущность данного варианта технологии состоит в возбуждении в ПЗП упругих колебаний достаточной мощности с помощью гидродинамического генератора колебаний давления типа ГД2В, работающего при прокачке через него жидкостей (а также их смесей с газами), создании необходимого значения длительной депрессии на забое и вызове притока в скважину путем

приготовления пенных систем на забое, пропускании их через межтрубное пространство с целью облегчения столба жидкости в скважине и создания условий для выноса кольматанта из ПЗП и на устье скважины. При этом предусмотрена возможность комбинирования с физико–химическим воздействием — закачкой в пласт растворителей, ПАВ, кислот и их композиций.

С помощью данной технологии в карбонатных коллекторах происходит:

- более быстрое и глубокое проникновение растворов химических реагентов, пен и эмульсий в пласт, при этом за счет ускорения проникновения их в поры и трещины продуктивных пород происходит увеличение глубины и эффективности обработки пласта без применения специальных химических замедлителей реакции;

- выравнивание скоростей реакций в водо- и нефтяных зонах;

- расширение существующих и создание новых микротрещин в ПЗП;

- эффективное взаимодействие реагентов и растворителей с поверхностью скелета породы;

- очистка ПЗП от АСПО;

- растворение и вынос карбонатной составляющей без накопления нерастворимых вторичных продуктов реакций в порах пласта;

- выравнивание профиля притока и приемистости.

Химические технологии интенсификации

На рисунке 13 представлена классификация методов кислотных обработок карбонатных коллекторов [84].

Кислотные ванны предназначены для очистки фильтра скважины от загрязняющих материалов, таких как глинистый раствор, частички цементного камня, продуктов коррозии металла и других. Ограничением технологии является обсаженный или перфорированный забой скважины [77, с. 54].

Поинтервальная или ступенчатая КО применяют для увеличения притока отдельных пропластков с целью выравнивания профиля притока скважины. Это особый технологический прием проведения того или иного вида КО с целью

последовательного воздействия растворами кислотными на определенные участки продуктивного пласта [78, с. 163].



Рисунок 13 – Классификация методов кислотных обработок карбонатных коллекторов

Направленная КО осуществляется с целью перераспределения кислотного потока по толщине пласта в сеть наименее проницаемых и закольматированных фильтрационных каналов за счет временной блокировки дренируемых зон, являющихся основными путями притока пластовых флюидов в ствол скважин или поглощения закачиваемой воды на нагнетательных объектах [79, с. 43].

При термокислотной обработке в интервал обработки поступает горячий раствор соляной кислоты, активно взаимодействующий с карбонатной породой и разрушающий металл забойного оборудования скважин. Эффективна эта обработка в случае предварительного удаления АСПО [80, с. 22].

СКО под давлением. Технология заключается в закачке растворов кислоты при высоких перепадах давления, не превышающих давление

гидроразрыва пласта (ГРП). Кислота активно проникает в поровое пространство, при этом не теряя своей активности в прискважинной зоне. Основным условием является поддержание давлений и скорости закачки.

Технология кислотного туннелирования представляет собой дешевую и эффективную альтернативу КО и ГРП. В технологии КТ кислота подается через специальную насадку на конце гибкой трубы под давлением, при этом пласт перед насадкой растворяется и создается широкий туннель с большим количеством отходящих от него червоточин. Для инициации туннеля используется 15-30% HCl, для дальнейшей промывки используют 7-15 %HCl [81, с. 89].

Простая или обычная КО – наиболее распространенный способ химического воздействия на пласт. Ее необходимо осуществлять после кислотной ванны (подготовки скважины к обработке). В зависимости от порядка проведения она может быть первичной или повторной [80, с. 34].

Большеобъемная или повторная КО. При освоении скважины повторную обработку пласта кислотными составами проводят через 2-3 суток для более широкого охвата призабойной зоны кислотой. Поэтому при каждой последующей обработке используют все большие объемы кислоты и повышают их расходы во время нагнетания. При этом объемы соляной кислоты и продавочной жидкости обычно удваиваются [81, с. 121].

Технология пенокислотной обработки идентична обычной КО, с тем лишь условием, что рабочий раствор закачивается в виде пенокислотного раствора приготавливаемого с помощью специального оборудования [79, с. 73].

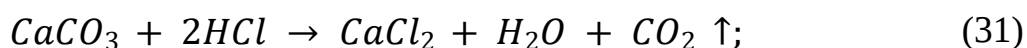
Полимер-кислотная обработка применяется для увеличения дебита высокообводненных добывающих скважин. Взаимодействие алюмохлорида или раствора CaCl с полимеров вызывает осаждение полимера в наиболее проницаемых водопроводящих каналах. При последующей соляно-кислотной обработке происходит отверждение осажденного полимера, что исключает возможность его размывания и позволяет вести дальнейшую добычу из нефтесодержащей толщи пласта [77, с. 33].

Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) представляет собой специфический процесс, который сочетает в себе как разрыв пласта под давлением, так и кислотное растворение карбонатной породы [79, с. 81].

Стандартные солянокислотные обработки

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта.

Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота (HCl). Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк (CaCO₃), магнезит (MgCO₃) и доломит (CaMg(CO₃)₂):



Продукты данных реакций хорошо удаляются при освоении из ПЗП одновременно с раствором прореагировавшей кислоты, так как они растворимы в воде.

В карбонатных коллекторах применение СКО, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее.

Помимо основных составляющих в кислотные растворы добавляются дополнительные компоненты – присадки: ингибиторы коррозии, стабилизаторы, ПАВ, присадки для замедления реакции, интенсификатора и т.д.

Для осуществления процесса СКО призабойной зоны пласта используются автоцистерны, например, марки АЦ-11-257, для транспортировки технической воды, рабочих растворов и нефти. Также используют кислотовозы, предназначенные для транспортировки и доставки на куст кислот. Широко

применяется кислотовоз марки КП-6,5. Для перемешивания кислотных растворов с реагентами и закачки раствора требуемого состава в скважину применяется насосный агрегат ЦА-320. Помимо прочего для транспортирования, смешения и проведения обработок призабойной зоны пласта используется агрегат типа Азинмаш-30А.

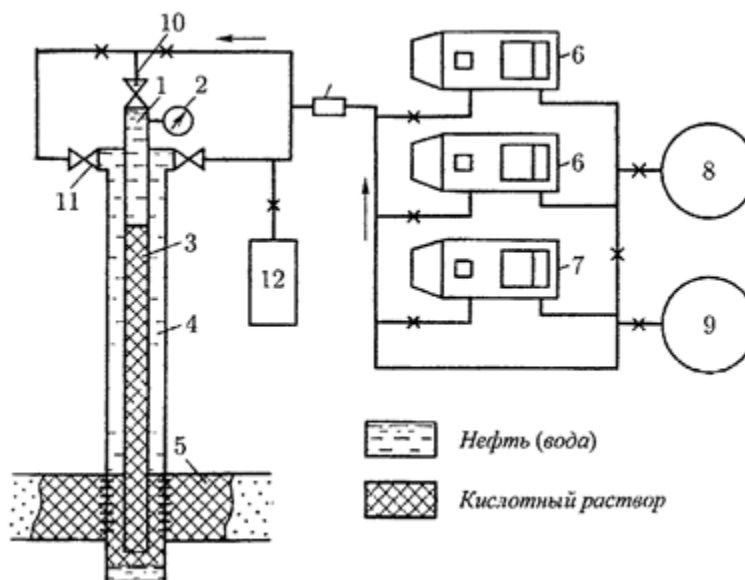


Рисунок 14 – Схема проведения солянокислотной обработки ПЗП

1 - устьевая арматура; 2 - манометр; 3 - НКТ; 4 - межтрубное пространство; 5 - призабойная зона пласта; 6, 7 - насосные агрегаты; 8 - емкость с кислотным раствором; 9 - емкость с продавочной жидкостью; 10 - устьевая задвижка; 11 - задвижка межтрубного пространства.

Стандартные кислотные обработки состоят из нескольких последовательных этапов.

1. Для начала производится промывка скважины, чтобы очистить ствол и забой скважины от асфальтосмолопарафинистых отложений, продуктов коррозии, солей, различных загрязняющих веществ. Промывка может быть прямая, обратная или комбинированная, выбор зависит от конкретных условий. Заключается данная операция в создании циркулирующего через трубное и затрубное пространства потока жидкости с целью выноса загрязняющего материала из скважины. Промывочной жидкостью с целью удаления органических отложений могут быть керосин, дизельное топливо, пропан-бутановая фракция, конденсат и другие растворители.

После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. Если скважина расположена в зоне ВНК и есть опасение, что после СКО вода может подняться, нижнюю часть продуктивного пласта не обрабатывают. В этом случае, после промывки нижняя часть скважины на расчетную величину толщины продуктивного горизонта, которая не должна обрабатываться, заполняется обычно концентрированным водным раствором хлористого кальция. Объем его V_B рассчитывают по формуле:

$$V_B = \frac{\pi}{4} D_c^2 h' , \quad (33)$$

где D_c – внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), м; h' – часть толщины пласта, которая не должна обрабатываться раствором HCl, м.

2. Закачка расчетного объема кислотного раствора в скважину. Объем кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны.

Для проведения кислотных обработок объем и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. В общем случае объемы кислотного раствора для стандартных кислотных обработок, в расчете на 1 м мощности продуктивного пласта, рекомендуются следующие (в м³).

Для первичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,4-0,6 м³;
- высокопроницаемых – 0,6-1,0 м³.

Для вторичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,6-1,0 м³;
- высокопроницаемых – 1,0 - 1,5 м³.

Для первичных обработок трещиноватых пород – 0,6-0,8 м³.

Для вторичных обработок трещиноватых пород – 1,0 - 1,5 м³.

Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были

технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки.

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Зная объём расхода раствора W_p на 1 м обрабатываемого интервала, можно рассчитать требуемое количество товарной кислоты по формуле:

$$W_k = \frac{A \cdot x \cdot W \cdot (B - z)}{B \cdot z \cdot (A - z)}, \quad (34)$$

где А и В – числовые коэффициенты для кислоты п %-ной концентрации; х – концентрация солянокислотного раствора, %; z – концентрация товарной кислоты, %; W – объём кислотного раствора.

Объём стабилизатора рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{стаб}} = \frac{b_{\text{стаб}} \cdot W_p}{c_{\text{стаб}}}, \quad (35)$$

где $b_{\text{стаб}}$ – норма добавки 100%-ого стабилизатора, $c_{\text{стаб}}$ – объемная доля стабилизатора.

Аналогичная формула и для расчета ингибитора коррозии:

$$W_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} \cdot W_p}{c_{\text{и}}}, \quad (36)$$

где $b_{\text{и}}$ – выбранная объемная доля реагента в растворе, %; $c_{\text{и}}$ – объемная доля товарного продукта (ингибитора).

А также и для расчета объёма интенсификатора используется следующая формула:

$$W_{\text{инт}} = \frac{b_{\text{инт}} \cdot W_p}{100}, \quad (37)$$

где $b_{\text{инт}}$ – норма добавки интенсификатора.

В качестве нейтрализатора добавляют хлористый барий плотностью 4000 кг/м³ в количестве:

$$W_{\text{хб}} = \frac{21,3 \cdot W_p \left(\frac{ax_p}{x_k} - 0,02 \right)}{4000}, \quad (38)$$

где 21,3 - масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $\frac{ax_p}{x_k}$ – объемная серной кислоты в приготовленном растворе; а – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 – допустимая объемная серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

Объем воды для приготовления кислотного раствора в таком случае:

$$W_b = W_p - W_k - \Sigma W_{\text{реак}} , \quad (39)$$

3. Продавка кислотного раствора в ПЗП. Сначала закачивается под давлением раствор соляной кислоты от расчетного объема кислоты. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины.

4. Время выдерживания кислоты на реагирование в пласте зависит от многих факторов, в частности температуры и давления, учесть которые в совокупности затруднительно. Наиболее надежно оно устанавливается на основе анализа на остаточную кислотность извлеченного из пласта отработанного раствора кислоты после определенного срока выдерживания ее в пласте. Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания. При оставлении хвостовой части кислоты в открытом стволе скважины – от 8-12 часов до 24 часов. При задавливании всей кислоты в пласт:

- при температуре забоя 15-30° С – до 2 часов;
- при температуре от 30 до 60° С – 1-1,5 часа;
- при температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

5. По истечении времени реагирования кислоты забой нагнетательной скважины промывают водой (способами прямой и обратной промывок) для удаления продуктов реакции.

Если при кислотной обработке в качестве продажной жидкости применяли нефть, то после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию.

6. Освоение скважины (вызов притока). Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

7. Исследование скважины и сдача в эксплуатацию. По результатам исследования до обработки пласта и после обработки судят о технологическом эффекте.

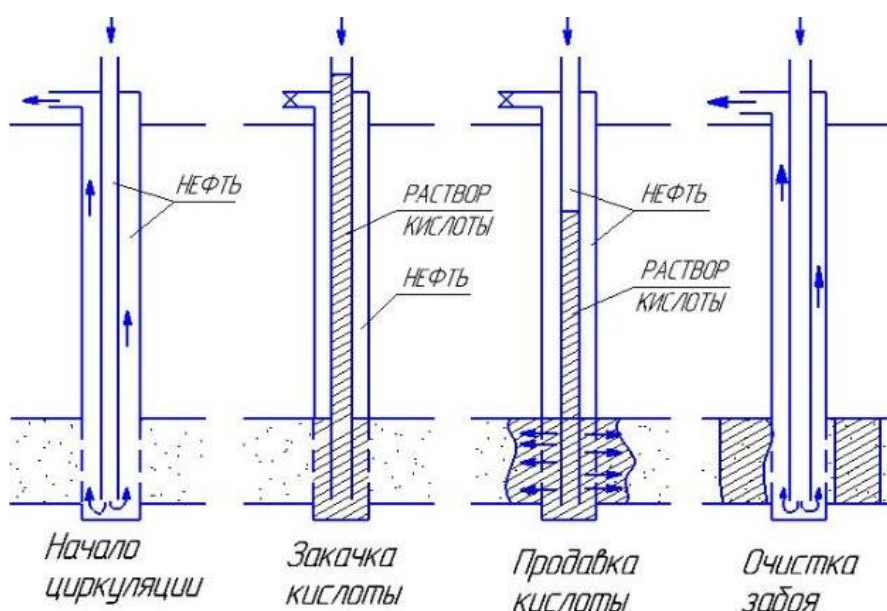


Рисунок 15 – Технология кислотной обработки ПЗП

Чтобы обработать пласты, имеющие неоднородность по проницаемости, проводятся кислотные обработки под давлением с целью обработки участков ПЗП с низкой проницаемостью. На подготовительном этапе проводится ряд гидродинамических исследований скважин в целях построения профиля притока для добывающих скважин и профиля приемистости для нагнетательных скважин.

С целью получения максимального эффекта в скважину закачивают высоковязкую эмульсию, состоящую из нефти и кислоты: 70-80% - кислотный раствор (12% HCl) и 20-30% - дегазированная нефть [7]. Обеспечивается наиболее глубокое проникновение кислоты в активном виде в ПЗП путем

замедления скорости реакции применением гидрофобных эмульсий, стабилизированных термостойкими эмульгаторами. Все компоненты в процессе приготовления раствора тщательно перемешивают, чтобы получить мелкодисперсную эмульсию по типу «кислота в нефти». Возникающая бронирующая оболочка на поверхности эмульсии предотвращает образование коррозии.

Для реализации данного метода обработки ПЗП применяется пакер. Изначально забой скважины промывают водой. В скважину при открытой задвижке затрубного пространства закачивают эмульсию в объеме труб и затрубного пространства под пакером. Затем с помощью пакера герметизируют затрубное пространство и закачивают эмульсию в объеме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки с давлением 15-30 МПа. Далее за кислотой, не снижая давления, прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают задвижку. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления (2-8 часов). По окончании действия кислоты в составе эмульсии проводят промывку скважины и запускают ее в эксплуатационный режим работы.

Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ.

При проведении кислотной ванны применяется кислотный раствор HCl концентрацией до 20% с добавлением уксусной кислоты (CH_3COOH) и ингибитора коррозии. Объем рабочего раствора не превышает объема ствола скважины (колонны) в заданном интервале:

$$V_p = \pi r_c^2 h, \quad (40)$$

где h – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта, r_c – радиус скважины.

Проводится данная обработка по следующей технологии. Промывается скважина до забоя (пресной, минерализованной водой, водным раствором ПАВ, слабым водным раствором соляной кислоты, конденсатом, дизтопливом, меловым раствором). Закачивается необходимый объем кислотного раствора в скважину и размещается в колонне или открытом стволе в пределах вскрытой части пласта. Раствор закачивается до забоя, не продавливая его в пласт. Важным требованием является нахождение рабочего раствора в интервале обработки на протяжении всей технологической операции. Время обработки может составлять от 16 до 24 часов. По окончании операции нейтрализованную кислоту с продуктами реакции удаляют из скважины с помощью обратной промывки лёгкой жидкостью (водой, конденсатом, слабым раствором кислоты).

Пенокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Сущность пенокислотных обработок (ПКО) заключается во введении в ПЗП азрированного раствора ПАВ в соляной кислоте в виде пены. Пенокислотная обработка способствует селективному воздействию на пласт при любой литологии, позволяет доставить кислоту к более загрязненным или наименее проницаемым участкам пласта. С помощью пены происходит корректировка направления движения рабочей жидкости. Химическая реакция пены с породой и пластовыми флюидами не приводит к неблагоприятным последствиям. Пена легко вымывается из скважины, как и продукты реакций из призабойной зоны пласта, за счёт наличия газовой фазы.

Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённостью до 90%, приёмистостью не более 300 м³/сут., расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м.

В качестве ПАВ применяют: ОП-7, ОП-10, ДС-РАС, сульфанол, дисольван и другие. Концентрация в пределах 0,1-0,5% от объёма. Замедление реакции происходит благодаря тому, что ПАВ адсорбируется на поверхности кислот.

При ПКО используют кислотный агрегат, компрессор и смеситель-аэратор (рисунок 16). Аэратор предназначен для перемешивания раствора кислоты с воздухом и образования пены.

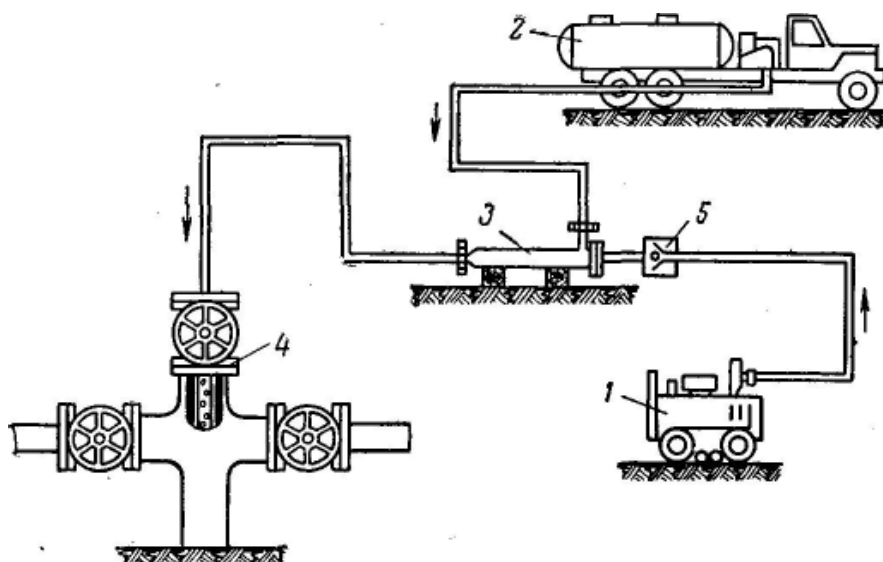


Рисунок 16 – Схема обвязки оборудования при обработке скважин пенами
1 – компрессор; 2 – кислотный агрегат; 3 – аэратор; 4 – крестовина; 5 – обратный клапан

Комплексная обработка ПЗП инвертно-эмульсионным раствором и кислотной композицией

Для повышения эффективности обработки неработающей части карбонатного пласта необходимо предотвратить «кинжальный» прорыв кислоты по работающей части пласта за счет повышения для ее движения гидравлического сопротивления. В качестве такой меры можно применить высоковязкие системы на основе инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР), которые не реагируют с кислотой, но хорошо растворяются в нефти. При контакте с водонасыщенными трещинами наоборот образуют высоковязкие системы [15].

В качестве технологической спецтехники применяются:

- насосные агрегаты - 1-2 ед. (типа СИН-35 или ЦА-320 с D поршней 115 мм);
- кислотный агрегат (способный нагнетать при повышенном давлении до 30 МПа) - 2 ед.;
- автоцистерна - 1 ед.

В качестве материалов и химреагентов, предоставляемых заказчиком работ (недропользователем):

- товарная нефть (расчетный объем, тн);
- вода техническая с добавлением 0,1% ПАВ (объем продавки);
- хлористый кальций (CaCl_2) (расчетный объем, тн).

В качестве рабочей жидкости используется минерализованная вода (техническая, жидкость глушения с добавлением 0,05-0,1% ПАВ) в объеме скважины +5 м³ в технологической емкости.

В качестве технических средств для приготовления и закачки в пласт эмульсий применяли следующие оборудование и материалы:

- насосный агрегат ЦА-320;
- автоцистерны для перевозки нефти (дизтоплива и др.), пластовой воды (АЦ-11 и др.);
- ёмкости для приготовления и хранения ИЭР;
- ёмкость для сбора отработанных жидкостей;
- пресная вода, пластовая вода, растворы солей NaCl , CaCl_2 .

Основные критерии, которыми необходимо руководствоваться при подборе скважин для выполнения технологии кислотной обработки ПЗП с предварительной изоляцией карбонатных трещинно-поровых, кавернозных коллекторов, следующие:

- подбираются скважины, на которых были произведены одна, две или три простые кислотные обработки или кислотные ванны;
- нельзя проводить на скважинах, где осуществлялась технология «кавернонакопителей» два и более раз;
- нежелательно рекомендовать скважины с обводненностью продукции более 95%;
- пластовое давление должно быть не менее 50% от первоначального давления.

Перед обработкой ПЗП при необходимости производится очистка насосно-компрессорных труб от асфальто-смоло-парафиновых отложений

(АСПО). Для очистки НКТ от АСПО использовался раствор МЛ-80Б 3% концентрацией в воде, который закачивали в НКТ при открытом затрубном пространстве скважины. Время растворения АСПО от 6 до 8 часов. Скважину обрабатывают в коллектор до полного выхода продукта растворения, также скважину можно промыть нефтью посредством обратной промывки.

Основные технологические операции следующие:

1) Закачка в колонну НКТ расчетного объема ИЭР и посадка пакера производятся строго в следующей последовательности:

- закачка ИЭР до верхних перфорационных отверстий (расчетный объем);

- посадка пакера (в интервале 10-20 м выше верхних перфорационных отверстий);

- продолжение закачки оставшегося объема ИЭР с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Закачка в колонну НКТ нефтяной оторочки расчетного объема.

3) Продавка находящихся в колонне НКТ жидкостей (ИЭР + нефть) расчетным объемом кислотного состава. Закачка кислотного состава осуществляется при 12-15% общей концентрации состава, включающего кислоты и ПАВ, в объеме 1,6-2,4 м³ на 1 метр перфорированной мощности пласта, путем разбавления товарной формы водой в соотношении 1:1.

4) Продавка находящихся в колонне НКТ жидкостей (ИЭР + нефть + кислотная композиция) технической водой до башмака НКТ.

5) Закрыть задвижку на НКТ и оставить скважину для реагирования кислоты с карбонатной составляющей пласта на 2-4 часа. Время выдержки зависит от концентрации соляной кислоты в композиции. Более точное время определяется лабораторными экспериментами по растворению карбонатного ядра кислотной композицией.

6) Произвести свабирование скважины в количестве двух объемов ствола скважины с целью удаления продуктов реакции из пласта.

7) Поднять колонну НКТ, произвести спуск насосного оборудования и запуск скважины в работу.

Таблица 10 – Средние значения основных показателей работы скважин в течение 6 месяцев после обработки

Номер скважины	До обработки			После обработки		
	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	S _в (%)	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	S _в (%)
806	46,2	2,6	95,0	45	4,7	85,0
335	19,4	1,6	93,5	23,0	3,15	81,5
203	3,5	1,5	48,0	3,3	2,7	26,5

Эффективность использования данного способа доказана путем применения технологии обработки ПЗП на Пашнинском нефтяном месторождении (таблица 10). Применение данной технологии позволяет получить дополнительную добычу нефти и повысить эффективность геолого-технологических мероприятий на скважинах за счет снижения доли воды в добываемой жидкости.

Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений

В настоящей работе изучен промысловый опыт применения используемых кислотных составов для обработок призабойных зон добывающих скважин с целью увеличения их продуктивности – ДН-9010 (НПП «Девон», г. Казань), ФЛАКСОКОР-210 (АО «Полиэкс», г. Пермь) и НПС-К (ООО «НефтеПром Сервис», г. Пермь) в карбонатных отложениях Южной ЮГМ (верейские, башкирские (башкирскосерпуховские), турнейские залежи), Северной СГМ (башкирско-серпуховские, турнейские (турнейско-фаменские) и фаменские залежи) и Ножовской (турнейские залежи) групп месторождений [82].

Максимальное увеличение коэффициента продуктивности после кислотных обработок составом ДН-9010 отмечается на фаменской залежи СГМ (в среднем в 3 раза на основании 13 пар исследований), ФЛАКСОКОР-210 – на турнейских и турнейско-фаменских залежах СГМ (в 3,3 раза), НПС-К – на турнейской залежи НГМ (в 15,5 раза). Снижение продуктивности скважин

наблюдается в турнейских отложениях ЮГМ после применения композиции ФЛАКСОКОР-210 (в 1,3 раза), что может быть обусловлено влиянием целого ряда факторов: фильтрация жидкости глушения в пласт, кольматация коллектора продуктами реакции кислоты с горной породой, несовместимость кислотного состава с пластовыми флюидами, что приводит к закупорке пор высоковязкими нефтяными эмульсиями или твердыми осадками, выпадающими из пластовых вод.

На карбонатных залежах ЮГМ и НГМ после проведения кислотных обработок наибольшее увеличение проницаемости ПЗП наблюдается после применения композиции НПС-К – в 2,1–5,8 и 10,4 раза соответственно. Для СГМ большей эффективностью характеризуется кислотный состав ФЛАКСОКОР-210, обработки которым увеличивают проницаемость ПЗП в 2,5–11,0 раз [82].

При проведении кислотных обработок призабойной зоны скважин карбонатных коллекторов в Западной Сибири на примере компании «Х» за 2021 г. удалось достигнуть следующих результатов:

- в среднем увеличение Q_n в 2 раза: с 1,11 до 2,22 т/сут;
- продолжительность эффекта в среднем составила 176 суток;
- средний объём дополнительной добычи – 372 тонны [84].

Таким образом, существуют различные технологии интенсификации притока на карбонатных коллекторах, однако наиболее предпочтительными являются кислотные обработки с подобранными составами, удовлетворяющими всем факторам обрабатываемого объекта, которые могут оказать влияние на протекающий технологический процесс. Такие методы являются менее затратными при достаточно высоких показателях эффективности.

2.2 Обзор современных кислотных составов для проведения СКО

Для получения качественного раствора соляной кислоты необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу оказывающих положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО. Рассмотрим основные из них.

Применение ингибиторов коррозии

Ингибиторы коррозии – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. В качестве ингибиторов кислотной коррозии могут применяться реагенты, поддерживающие скорость коррозии стали в растворах кислот любой концентрации не более 0,2 мм в год. Стандартно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. Ингибитор коррозии должен быть выбран для контроля коррозии за счет кислоты, контактируемой с трубами в скважине при температуре, ожидаемой у НКТ. Если возможно, то антикоррозионная добавка должна быть выбрана таким образом, чтобы по возможности контролировать коррозию при пластовой температуре. Каждый поставщик готового кислотного состава подбирает свой ингибитор коррозии, совместимый с другими модификаторами кислоты. Обычно, ингибиторы коррозии добавляют в кислотные составы уже на заводе, но срок хранения и транспортировки кислоты с этим ингибитором не превышает одного месяца. Через месяц, особенно в условиях хранения в негуммированных емкостях, кислота подлежит повторному ингибированию.

В качестве ингибитора коррозии в настоящее время применяется ИКУ-118, представляющий собой гликолевый раствор. ИКУ-118 уже в концентрации 0,01 масс. % позволяет получить значение степени защиты от коррозии в 99 % при 105 °С [3]. Также для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах рекомендованы ингибиторы кислотной коррозии ИТПС-508, ВНПП-2В, Инвол-2, Напор-КБ в количестве 0,5-1%.

Применение ингибиторов солеотложения

Пластовые воды нефтяных месторождений насыщаются ионами ввиду химического взаимодействия с осадочными породами. Вода, находящаяся в карбонатных породах или известковистых песчаниках, обычно содержит

избыток катионов двухвалентного кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}), являющихся основными составляющими солей.

Как отмечалось ранее, одной из причин снижения проницаемости ПЗП является отложение неорганических солей. Для карбонатных коллекторов характерно образование солей сульфатов кальция, бария, гипса и ангидритов, а также хлоридных солей. Выпадение солей происходит, если их концентрация превышает равновесную.

Предотвратить образование их отложение помогают ингибиторы солеотложения – вещества, которые при контакте с пересыщенным солями водным раствором предотвращают или сильно снижают вероятность образования осадка. Механизм действия ингибиторов основан на адсорбции этих веществ на поверхности зарождающегося кристалла, в результате чего прекращается рост кристалла.

Стоит отметить, что универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Для обеспечения надежной защиты и максимально положительного результата реагенты и технологию их подачи необходимо подбирать для каждого условия индивидуально.

У применения ингибиторов солеотложений есть ряд недостатков. Во-первых, это сложность при подборе ингибитора к конкретному составу пластовой жидкости – состав пластовой жидкости постоянно динамически изменяется, поэтому универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Во-вторых, ингибиторы солеотложения представляют собой кислотные растворы, что способствует развитию коррозионных процессов. В-третьих, приходится констатировать отсутствие достоверных методов прогнозирования длительности действия ингибитора, следствием чего становится необходимость в постоянном дозированном присутствии ингибитора в пластовой жидкости, а при прекращении подачи ингибитора происходит необратимое отложение солей.

Комплексный ингибитор солеотложений KR-10 ИС марки А и Б ТУ 2458-012-79640352-2013 обладает высокой эффективностью против карбонатных и

сульфатных отложений минеральных солей в процессе добычи, транспортировки и подготовки нефти. Может применяться в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод. Содержит в своем составе хелатные соединения, проявляет высокую активность в отношении ионов железа, производителем рекомендуется как добавка к модифицированным кислотным составам в качестве стабилизатора ионов железа [85].

Применение интенсификаторов, ПАВ

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть-нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от прореагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, одновременно играют роль интенсификаторов, так как являются ПАВами.

Добавки ПАВ увеличивают проникающую способность составов в пласт при обработках низкопроницаемых коллекторов за счёт изменения смачиваемости, улучшают нефтеотмывающие свойства технических жидкостей и изменяют скорость реакции с породой. Наличие ПАВ облегчает проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы. Это необходимо при обработке плотных пород, а также при очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений: ПАВ облегчают отделение от породы воды и проникновение кислоты через нефтяные пленки, покрывающие поверхность породы и выстилающие поверхность пор, и таким образом дают возможность кислоте вступить в контакт с породой, растворяя ее.

В качестве интенсификатора используется многофункциональный ПАВ-реагент НЕФТЕНОЛ К. С добавкой Нефтенала К межфазное натяжение на границе нефть-кислотный раствор резко снижается, что характеризует возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор.

Деэмульгатор KR-11 ДЭ марки А и Б ТУ 2458-014-79640352-2013. Высокоэффективный, маслорастворимый, быстродействующий деэмульгатор

KR-11ДЭ, предназначен для разрушения водонефтяных эмульсий, обезвоживания и обессоливания нефти в системах сбора, транспорта и на установках подготовки нефти. Эффективен при обработке смесей эмульсий различных горизонтов. Основные преимущества: высокая эффективность в широком интервале температур от +5 до - 40 °С; снижение вязкости эмульсий; высокая скорость сброса воды; глубокое обезвоживание и обессоливание.

Применение стабилизаторов

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, образующихся в ходе растворения как содержащихся в породе соединений, так и привнесенных из вне.

В качестве стабилизаторов могут использоваться уксусная (CH_3COOH) и лимонная кислоты (1,0-3% масс. содержание основного вещества), предупреждающие выпадение в поровом пространстве пласта объемистого осадка гидратов окиси железа за счет гидролиза его солей в полностью отработанной (нейтрализованной) соляной кислоте. А также в качестве стабилизаторов могут использоваться хелатирующие агенты: оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), этилендиаминтетрауксусная кислота или ее натриевые соли (ЭДТА), нитрилтриметилфосфоновая кислота (НТФ) или аналогичные реагенты.

Далее рассмотрим, какие еще композиции применяются в процессе кислотной обработки ПЗП.

Применение растворителей

Одним из наиболее простых способов повышения эффективности КО на объектах с высоковязкой нефтью является предварительная закачка оторочки растворителя в призабойную зону пласта перед проведением кислотной обработки. Растворители довольно эффективно справляются с АСПО. Чтобы достичь максимального эффекта в ПЗП закачивают подогретый растворитель. Продолжительность обработки может достигать 24 часов. Объём растворителя варьируется в пределах 1,5-5 м³ на метр продуктивной толщины.



Рисунок 17 – Схема проведения обработки ПЗП последовательной закачкой растворителя и кислотного состава

Хорошей растворяющей способностью обладают индивидуальные органические растворители, например сернистый углерод (CS_2), толуол (C_7H_8), но они применяются довольно редко по причине их токсичности, а также некоторые из них могут влиять на процессы переработки. Толуол редко применяется из-за высокой стоимости.

К природным растворителям относятся в основном парафиновые углеводороды $\text{C}_3\text{-C}_6$ (лёгкая нефть, газоконденсат, сжиженный нефтяной газ). Данные вещества дешевые и доступные, но обладают невысокой эффективностью. Смолы и асфальтены плохо растворимы в этих веществах.

Как уже описывалось выше, активно используют продукты вторичной переработки углеводородного сырья такие, как керосин и промежуточные продукты, полученные в процессе подготовки нефти. Чем больше ароматических углеводородов в растворителе, тем эффективней он растворяет смолы и асфальтены. Однако, если содержание данных углеводородов превышает 25%, то увеличение растворимости уже не происходит.

С помощью использования многокомпонентных смесей на водной основе осуществляется диспергирование и «отмыв» АСПО. К таким смесям относятся спирты, кислоты, щелочи и электролиты. Эти смеси более технологичны и менее взрывоопасны в сравнении с органическими растворителями.

В качестве универсального растворителя применяют НЕФРАС-М, который предназначен для обработки нефтепромыслового оборудования с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). НЕФРАС-М представляет собой смесь ароматических и алифатических углеводородов, а также высокоактивных со-растворителей: первичных, вторичных и третичных спиртов изо- и нормального строения с числом углеродных атомов от 2 до 6, простых и сложных эфиров. Оптимальное количество НЕФРАС-М для закачки в виде буфера варьируется в пределах 10-20 % от объема закачиваемого кислотного состава.

Растворитель АСПО марки KR-4D для обработки нефтяных и газовых скважин ТУ 2458-004-79640352-2011. Комплексный взаимный растворитель KR-4D из смеси спиртов, диспергаторов и комплекса ПАВ предназначен для борьбы с микрокапиллярными водонефтяными эмульсиями I и II рода, осушки стенок низкопроницаемых поровых коллекторов, при селективных соляно- и глинокислотных обработках. Комплексный взаимный растворитель KR-4D обладает функциями полярного растворителя и:

- активно размягчает и растворяет асфальто-смолопарафинистые отложения (АСПО);
- эффективно разрешает конфликт «вода-нефть» на границе раздела фаз, обеспечивая тем самым глубокое проникновение спирто-кислотного состава в отдаленные участки пласта;
- смешиваясь с нефтью в отдаленных участках пласта, способствует резкому увеличению ее подвижности и смещению фактора газонасыщения нефти.

В настоящее время применяются различные кислотные составы. Например, ДН-9010 (НПП «Девон», г. Казань), в составе которого водный раствор соляной кислоты, ингибитор коррозии, ПАВ, растворитель. Кислотная композиция НПС-К отличается от ДН-9010 наличием в составе стабилизатора железа вместо растворителя.

Бесполимерная кислотная композиция «Флаксокор» и ПАВ «Сурфогель» – это система, характеризующаяся авторегулируемой скоростью реакции кислоты с карбонатной породой. При ее использовании минимизируется кавернообразование, поступление свежих порций кислоты в еще не обработанные зоны способствует удлинению проводящего канала и образованию высокопроводящего канала.

Составы ФЛАКСОКОР 210 марка О и ФЛАКСОКОР 210 марка Р (АО «Полиэкс», г. Пермь) предназначены для кислотной обработки добывающих скважин в карбонатных коллекторах, а также для больше-объемных кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах с целью повышения нефтеотдачи. Составы отличаются массовой долей соляной кислоты 18-22% и 10,5-14,5% соответственно.

Преимущества применения:

- Низкая скорость реакции с карбонатной породой, обеспечивающая глубокое проникновение
 - в пласт.
 - Способность стабилизировать ионы железа в растворенном состоянии при растворении железосодержащих пород и осадков.
 - Способность эффективно предотвращать образование стойких высоковязких нефtekислотных эмульсий.
 - Высокая проникающая способность в поровое пространство перфорированной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе «кислотный состав - нефть», высокая поверхностная активность.
 - Высокая растворяющая способность по отношению к солям и нефтяным углеводородам.
 - Высокая диспергирующая способность по отношению к АСПО.
 - Низкая коррозионная активность.
 - Эффективное диспергирование глин.

2.3 Требования к скважинам-кандидатам для соляно-кислотной обработки

Итоговая цель СКО призабойной зоны пласта – увеличение производительности скважины, получение дополнительного притока.

Изначально из фонда скважин, в частности добывающего, отбираются скважины, обоснование выбора которых не требует глубокого анализа. Это позволит достаточно просто, но существенно сократить объём аналитической работы. Такими кандидатами являются следующие скважины:

- вводимые в эксплуатацию после бурения;
- выводимые из бездействия;
- по которым в результате ГДИС установлен реальный скин-фактор;
- не вышедшие на расчетную производительность.

Затем отбираются скважины, требующие обоснования необходимости проведения СКО. Последовательность выбора скважин-кандидатов имеет следующий вид:

1. Рассматривается весь фонд скважин.
2. Отбираются скважины, по которым отмечается устойчивое падение дебита жидкости.
3. Из отобранных кандидатов исключаются следующие скважины:
 - находящиеся на этапе выхода на установившийся режим работы после проведения геолого-технических мероприятий;
 - в которых отмечено снижение показателей производительности по причинам неисправного насосного оборудования, нарушения герметичности НКТ и прочим;
 - на которых происходит снижение пластового давления;
 - падение дебита на которых связано с явлением интерференции.
4. Затем определяются скин-фактор на основе ГДИС на неустановившихся режимах или путем расчета по данным эксплуатации за

период с предыдущей ОПЗ скважины. Для СКО скважины выбираются со значениями скин-фактора не менее -1.

5. В выборе скважин для ОПЗ большую роль имеет величина остаточной нефтенасыщенности, а также расстояние остаточных запасов нефти от забоя добывающих скважин.

Целесообразно рассматривать скважины, по которым отношение текущих и начальных извлекаемых запасов превышает значение 0,3 [11].

6. Рассчитывается экономическая эффективность мероприятия по предполагаемому потенциальному дебиту нефти.

Требуется тщательно подбирать скважины, учитывая все условия, в том числе термодинамические, состояние как самой скважины, так и породы, наличие и состав жидкости, взаимодействие с СКО, для того чтобы повысить эффективность обработки соляным раствором. Следует произвести расчет заключительного этапа обработки, выраженного в соотношении K_2/K_1 , где K_1 – предшествующие месяцы обработки; K_2 – последующие месяцы обработки и их продуктивность, просчитывая месяцы нерегулярных испытаний.

Факторы, снижающие эффективность СКО:

- влияние нефтенасыщенной толщины пласта и глубины, значение проницаемости, свойства породы (пористость), количество пластов, прошедших обработку, вязкость;

- эксплуатационные факторы (дебит скважины по жидкости до обработки, дебит скважины по нефти до обработки, обводнённость добываемой продукции);

- расчет оптимальной концентрации соляной кислоты, определение химических добавок в состав, производительность скважины – характеризуются как технические условия (факторы).

Для определения начальных параметров для обработки следует собрать все данные для расчета и анализа влияния каждого параметра на изменение технологического эффекта, а также химического взаимодействия. Затем на

основе всех собранных показателей построить модель или график взаимодействия с породой, обязательно учитывая каждый фактор.

При подборе скважин-кандидатов для СКО необходимо знать следующие параметры:

- геологические, физические и промысловые исследования и их интерпретация;
- характеристика пород коллектора;
- свойства глинистого раствора;
- пластовое давление и остаточные запасы нефти.

Отрицательными факторами для СКО являются:

- близкое расположение подземных источников воды;
- снижение давления, в пластах превышающее 60–70 % от начального давления;
- попадание даже минимального количества воды в скважину из водоносных горизонтов;
- нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изоляции от обрабатываемого интервала [83].

2.4 Прогнозирование соляно-кислотной обработки

Качественный анализ результатов показывает, что к росту эффективности СКО приводит увеличение эффективной толщины пласта, повышение удельного расхода раствора кислоты на метр продуктивной толщины пласта, а также оказывают влияние число обрабатываемых пропластков, кратность обработок, содержание серы, парафинов, асфальтеносмолистых веществ, проницаемость и пористость пласта.

Повышение эффективности кислотной обработки скважины связано с увеличением глубины проникновения кислоты в пласт. Это можно сделать следующими способами:

- увеличение скорости впрыска кислоты;
- применение ингибиторов в реакции;
- снижении концентрации кислот.

Для того чтобы уменьшить реактивность кислоты по отношению к породе и тем самым увеличить глубину ее проникновения, концентрация кислоты поддерживается в пределах 12 %. Этот способ также облегчает перемещение продуктов реакции в удаленные зоны коллектора, за пределы зоны ствола скважины. В случае если кислота менее активна по отношению к металлу НКТ при концентрации соляной кислоты более 15 %, нейтрализованный раствор соляной кислоты получается более вязким, что затрудняет его удаление из пор пласта.

Высокая эффективность кислотной обработки карбонатного коллектора добывающей скважины обеспечивается при максимальном охвате кислотным воздействием нефтенасыщенной части коллектора. Для поровых и порово-трещиноватых коллекторов, как правило, это достигается образованием высокопроводящих каналов максимальной протяженности в нефтенасыщенной части пласта [87]. Реакция соляной кислоты с известняком происходит в диффузионной области, с доломитом – лимитируется поверхностной химической кинетикой, однако при повышении температуры процесс также переходит в диффузионную область. Существует несколько вариантов расчета длины высокопроводящего канала. Так, согласно работе [88] глубина проникновения кислоты в коллектор с учетом диффузной кинетики реакции определяется по формуле:

$$L=(V\cdot\omega/S\cdot\beta)\cdot\ln(2,5C_0), \quad (41)$$

где V – объем раствора на элементарном по длине участке канала; ω – средняя скорость движения раствора соляной кислоты в канале; S – площадь поверхности канала на этом участке; β – коэффициент массопередачи; C_0 – начальная концентрация кислоты. Коэффициент массопередачи находится из выражения:

$$\beta=0,33 \cdot (D^{2/3}/\nu^{1/6}) \cdot (\omega/x)^{1/2}, \quad (42)$$

где D – коэффициент молекулярной диффузии для раствора HCl; ν – кинематическая вязкость раствора.

Таким образом, образование высокопроводящего канала максимальной протяженности зависит от начальной концентрации, скорости закачки кислоты и скорости ее реакции с карбонатной породой [86].

Существующие способы прогнозирования эффективности кислотной обработки в основном строятся на определении изменения скин-фактора, который, в свою очередь, изменяется на основании увеличения коэффициента проницаемости ПЗП. Для более точной оценки эффективности проектируемых геолого-технических мероприятий применяют гидродинамическое моделирование, позволяющее произвести расчет и оценить увеличение продуктивности скважин [89].

Существует метод прогнозирования эффективности СКО карбонатных отложений, по которому предлагается с помощью гидродинамического моделирования определить прирост дополнительной добычи нефти и продолжительность эффекта, основываясь на теоретических расчетах снижения скин-фактора. Эксперименты, проведенные G. Daccord и R. Lenormand и заключающиеся в исследовании взаимодействия КС и горной породы, привели к эмпирическому уравнению (43), позволяющему оценить изменение скин-фактора после кислотного воздействия на призабойную зону пласта [91]:

$$\Delta S = -\frac{1}{d} \ln \left(1 + N_{ac} N_{Pe}^{-1/3} \frac{bV}{\pi h m r_w^d} \right), \quad (43)$$

где d – фрактальная размерность образовавшейся в ПЗП структуры порового пространства; N_{ac} – кислотное число, д. ед.; N_{Pe} – число Пекле; b – константа, принимая равной $1,7 \cdot 10^4 \text{ м}^{d-2}$; V – объем закачиваемого кислотного состава, м^3 ; h – перфорированная толщина пласта, м; m – пористость, %.

При вычислении фрактальной размерности d следует учесть количественные содержания известняка и доломита в карбонатной породе. Ниже приведено выражение для определения значения фрактальной размерности (44):

$$d = \frac{1,6x + 2y}{x + y}, \quad (44)$$

где x, y – содержание известняка и доломита в породе,

соответственно, %.

Для определения процентного соотношения кальцита и доломита в горной породе необходимо провести лабораторные исследования с применением прибора, например, карбонатамера КМ-04М, позволяющего определять массовое содержание кальцита, доломита и нерастворимого минерального остатка в измельченном образце породы.

Кислотное число определяется соотношением, приведенным в выражении (45):

$$N_{ac} = \frac{mC_{HCl}}{C_{кол}g}, \quad (45)$$

где C_{HCl} – концентрация соляной кислоты в кислотном составе, моль/л; $C_{кол}$ – концентрация породы коллектора, моль/л; g – стехиометрический коэффициент породы коллектора, д. ед.

Концентрация хлороводородной кислоты вычисляется согласно данным из паспорта КС (46):

$$C_{HCl} = \frac{m_{HCl}\rho_{КС}}{M_{HCl}z}, \quad (46)$$

где m_{HCl} – масса соляной кислоты в 100 г КС, г; $\rho_{КС}$ – плотность КС, г/л; M_{HCl} – молярная масса HCl, г/моль; z – константа, принимаемая равной 100 г.

Значение концентрации коллектора зависит от процентных соотношений известняка и доломита в интересующей породе и определяется следующим равенством (47):

$$C_{кол} = \frac{C_{CaCO_3}x + C_{CaMg(CO_3)_2}y}{x + y}, \quad (47)$$

где C_{CaCO_3} – концентрация чистого известняка, моль/л; $C_{CaMg(CO_3)_2}$ – концентрация чистого доломита, моль/л. Для определения концентраций из справочных данных используются значения молекулярных масс пород, вступающих в реакцию, т. е. чистого известняка M_{CaCO_3} , доломита $M_{CaMg(CO_3)_2}$. Концентрация соответствующего вещества рассчитывается по выражению (48):

$$C = \frac{\rho}{M}, \quad (48)$$

где ρ – плотность вещества, г/л; M – молекулярная масса вещества, г/моль.

По справочным данным плотности кальцита и доломита принимаются равными 2710 и 2880 г/л, соответственно, а их молекулярные массы – 100,086 и 184,399 г/моль.

Исходя из уравнений реакций, стехиометрический коэффициент для известняка принимается равным

$\mathcal{G}_{\text{CaCO}_3} = 2$, а для доломита $\mathcal{G}_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} = 4$, следовательно, стехиометрический коэффициент коллектора определяется подобно фрактальной величине (49):

$$\mathcal{G} = \frac{\mathcal{G}_{\text{CaCO}_3} x + \mathcal{G}_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} y}{x + y} \quad (49)$$

С целью определения числа Пекле необходимо воспользоваться выражением (50):

$$N_{Pe} = \frac{q}{Dh}, \quad (50)$$

где q – темп закачки кислотного состава, м³/с; D – коэффициент диффузии, м²/с.

В настоящей работе предлагается оценивать коэффициент диффузии кислоты с использованием формулы Стокса–Эйнштейна [92], которая имеет широкое применение для определения значения D в жидкостях (51):

$$D = \frac{kT}{6\pi\mu r}, \quad (51)$$

где $k=1,38 \cdot 10^{-23}$ – постоянная Больцмана, Дж/К; T – абсолютная температура, К; μ – коэффициент динамической вязкости КС, Па·с; r – радиус диффундирующей частицы, м.

Для прогнозирования определения эффективности соляно-кислотного воздействия рассчитанное значение изменения скин-фактора, полученное при

решении выражения (43) и при проведении рассмотренного ряда лабораторных исследований, заносится в гидродинамическую модель эксплуатационного объекта, после чего производится расчет основных технологических параметров работы целевой нефтедобывающей скважины. В результате проведенных гидродинамических расчетов при помощи специализированных симуляторов выгружаются графики изменения годовой добычи нефти и воды по целевой скважине по базовому варианту и после проведения проектируемого мероприятия. На основании изменения годовой добычи нефти и воды делается заключение о прогнозной эффективности применения кислотного воздействия на целевой нефтедобывающей скважине.

Авторами статьи [90] представлена разработанная программа, в основу которой заложен алгоритм определения оптимальных объемов и темпов закачки КС в призабойную зону карбонатного пласта. С учетом всех описанных особенностей, допущений и зависимостей составлен алгоритм, позволяющий определить максимальную условную прибыль при варьировании значений объема и темпа нагнетания кислотной композиции (рисунок 18).

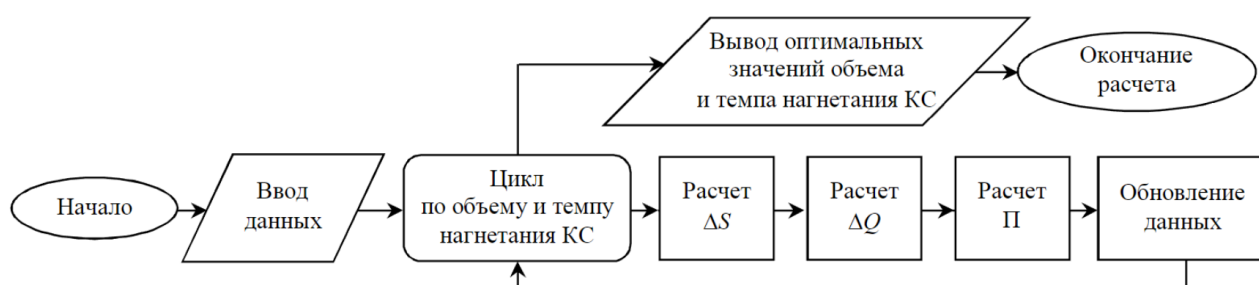


Рисунок 18 – Алгоритм определения оптимальных объемов и темпов закачки КС в пласт [90]

Разработанный алгоритм имеет целый ряд преимуществ, поскольку позволяет более грамотно и без значительных затрат времени и средств спроектировать дизайн кислотной обработки продуктивных пластов. Для обеспечения работы алгоритма необходим ввод данных, представленных численными значениями параметров свойств и характеристик пласта, добываемой продукции, кислотного состава и конструкции скважины. На основании введенных данных осуществляется цикловой процесс,

закрывающийся в пошаговом переборе значений объема и темпа нагнетания КС в пласт и вычислительных операциях при каждом из них с целью нахождения оптимальных величин.

Данный цикл происходит при изменении объема КС на метр перфорированной толщины от минимального порогового значения, рассчитанного на проникновение реагента в зону загрязнения ПЗП, радиус которой должен быть оценен предварительно (до $5 \text{ м}^3/\text{м}$ с шагом $0,01 \text{ м}^3/\text{м}$). Вариация темпа нагнетания КС реализуется согласно техническим возможностям насосного агрегата, а также при выполнении важного условия – давление нагнетания должно превышать пластовое.

Далее следует четко установленный ряд вычислений:

1. Расчет изменения скин-фактора после проведения СКО при соответствующих значениях V_h и q .
2. Оценка прироста дебита скважины по нефти при рассчитанном значении ΔS .
3. Определение условной прибыли, исходя из расчета дополнительной добычи нефти и закаченного объема КС в пласт.

По окончании расчета происходит обновление выходных данных в случае, если рассчитанная прибыль при данных значениях объема и темпа закачки КС превышает полученное ранее максимальное значение этой прибыли. После сравнения программа переходит к следующим установленным значениям и повторяет цикл. Таким образом, данная цикловая схема позволяет перебрать все возможные варианты проведения СКО и определить самый рентабельный [90].

2.5 Методики расчета соляно-кислотной обработки

По методике, изложенной в РД 39-1-438-80, проведен расчет КО на добывающей скважине нефтяного месторождения X_1 в Западной Сибири. Применен самоотклоняющийся кислотный состав «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А». Исходные данные представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Глубина скважины	H	2874	м
Эффективная мощность пласта	$h_{эф}$	12	м
Пластовое давление	$P_{пл}$	19,1	МПа
Диаметр скважины	$D_{скв}$	168	мм
Диаметр НКТ	$d_{нкт}$	73	мм
Коэффициент	$K_{пор}$	2,8	%
Глубина обработки	$R_{об}$	7	м

Расчет кислотного раствора, который необходим для обработки скважины, зависит от глубины проникновения кислоты в пласт и рассчитывается по формуле:

$$V_{кр} = \pi \cdot (R_{об}^2 - r_c^2) \cdot h_{эф} \cdot K_{пор} \quad (52)$$

где $V_{кр}$ – объем кислотного раствора для проведения обработки, м³; $R_{об}$ – глубина обработки; r_c – радиус скважины, м; $h_{эф}$ – эффективная мощность пласта; $K_{пор}$ – коэффициент, показывающий эффективную пористость, пустотность и трещиноватость.

Таким образом, объем самоотклоняющегося кислотного раствора равен:

$$V_{кр} = 3,14 \cdot (49 - (0,168/2)^2) \cdot 12 \cdot 0,028 = 51,7 \text{ м}^3$$

В состав самоотклоняющегося кислотного раствора входят два реагента: «Флаксокор 210» и гелирующий агент «Сурфогель А» в соотношении 7:3. Рассчитаем объемы реагентов, необходимые для получения самоотклоняющегося кислотного раствора:

$$V_{\text{Флаксокор 210}} = 51,7 \cdot 0,7 = 36,19 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{Сурфогель А}} = 51,7 \cdot 0,3 = 15,51 \text{ м}^3$$

Самоотклоняющийся кислотный состав необходимо продавить в глубь пласта для более полного охвата обработкой. В качестве продавочной жидкости

используют соляную кислоту пониженной концентрации (5,0 – 7,0 % масс.). Объем продавочной жидкости определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{кр}} + V_{\text{НКТ}} \quad (53)$$

Внутренний объем НКТ рассчитывается по формуле 54:

$$V_{\text{НКТ}} = H \cdot \pi \cdot r_{\text{НКТ}}^2 \quad (54)$$

$V_{\text{НКТ}}$ – внутренний объем НКТ, м³; H – глубина скважины, м; $r_{\text{НКТ}}$ – внутренний радиус НКТ, м.

Согласно исходным данным определяем, что внутренний диаметр НКТ с толщиной стенок 5,5 мм составляет 0,031 м.

Рассчитаем внутренний объём НКТ:

$$V_{\text{НКТ}} = 2874 \cdot 3,14 \cdot 0,031^2 = 8,67 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости составит:

$$V_{\text{прод}} = 51,7 + 8,67 = 60,37 \text{ м}^3$$

В результате проведения СКО призабойной зоны пласта добывающей скважины на нефтяном месторождении X_1 в Западной Сибири самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А» получен прирост добычи нефти на 41% – с 32,3 т/сут до 45,5 т/сут.

В приведенном расчете учитывается минимальное количество параметров. Рассмотрим еще одну методику расчет СКО карбонатного коллектора нефтяном месторождении в Западной Сибири.

Для расчета необходимого количества реагентов, входящих в состав соляно-кислотного раствора, необходимо воспользоваться таблицей 12. В числителе указано количество концентрированной кислоты, кг, а в знаменателе – количество воды [93].

Таблица 12 – Количество кислоты и воды для приготовления соляно-кислотного раствора

Объём разведенной кислоты, мЗ	Концентрация разведенной кислоты, %			
	8	10	12	14
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,40
8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,68	4400/4,16
10	3080/7,30	3890/6,60	4720/5,87	5560/5,14

Для солянокислотного раствора количество концентрированной товарной соляной кислоты W_k будет рассчитано по формуле:

$$W_k = \frac{AxW(B-z)}{Bz(A-x)} \quad (55)$$

где A и B – числовые коэффициенты, значения которых приведены ниже; x и z – концентрации соответственно рабочего соляно-кислотного раствора и товарной соляной кислоты; W – объём рабочего кислотного раствора.

Таблица 13 – Значения коэффициентов A и B [94]

z, x	B, A	z, x	B, A
5,15 – 12,19	214,0	29,95 – 31,52	227,5
13,19 – 18,11	218,0	32,10 – 33,40	229,5
19,06 – 24,78	221,5	34,42 – 37,22	232,0
25,75 – 29,57	226,0	–	–

В качестве ингибитора принимается катионоактивный реагент – катион A , который имеет хорошую замедляющую скорость коррозии, в количестве 0,01 % объёма кислотного раствора.

Против выпадения из соляно-кислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве:

$$Q_y = \frac{bW}{c}, \quad (56)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора ($b = f + 0,8$; f – процентное содержание в соляной кислоте солей железа); W – объем солянокислотного раствора; c – концентрация уксусной кислоты.

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6 %, которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта. Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий в количестве:

$$Q_{х.б} = 21,3W\left(\frac{ax}{z} - 0,02\right), \quad (57)$$

где W – объем солянокислотного раствора; a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте; x – концентрация солянокислотного раствора; z – концентрация товарной кислоты.

В кислотный состав добавляется интесификатор для понижения поверхностного натяжения, например ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором, а также активно снижает скорость реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение (в несколько раз) скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт. Необходимое количество ДС составляет 1–1,5 % объема солянокислотного раствора.

Конечное процентное содержание воды в растворе, при учете всех добавленных реагентов:

$$V = W - W_k - \Sigma Q, \quad (58)$$

где W – объем солянокислотного раствора; W_k – объем концентрированной товарной соляной кислоты; ΣQ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий, ДС).

По анализу результатов обработок, проведенных ранее на скважинах, выводятся по графикам зависимости обводненности после СКО от обводненности до СКО и зависимость дебита нефти после СКО от дебита нефти до СКО в виде уравнения линейной регрессии.

$$q_n^п = n \cdot q_n^{до} + m \quad (59)$$

где $q_H^{до}$ – дебит нефти скважин до проведения СКО; $q_H^п$ – дебит скважин после проведения СКО.

$$W^п = n \cdot W^{до} + m \quad (60)$$

где $W^{до}$ – обводненность продукции до проведения СКО; $W^п$ – обводненность продукции после проведения СКО.

Зная среднюю продолжительность эффекта $T_{эф}$ для СКО скважин можем определить дополнительную добычу нефти за это время, принимая падение дебита по нефти линейным:

$$Q = \frac{(q_H^п - q_H^{до})}{2} \cdot T_{эф} \quad (61)$$

В среднем, по такой методике расчет дополнительный дебит нефти составляет в среднем около 40%.

Таким образом, существуют различные технологии воздействия на призабойную зону пласта в карбонатных коллекторах, но наиболее практичны и эффективны, а также экономически оправданы, применяемые кислотные обработки. Разнообразны применяемые кислотные композиции, дополнительные присадки. Выбор конкретного вида ОПЗ и используемой кислотной композиции зависит от конкретных особенностей ПЗП, вида загрязнения, характеристик флюида и т.д. Для максимального эффекта от ОПЗ выполняется подбор кандидатов на СКО, осуществляется прогнозирование соляно-кислотной обработки и выбирается методика расчета для подбора эффективных кислотных композиций, оптимальных объемов и темпов закачки КС в пласт, а экономический эффект рассчитывается на основе прогнозируемого результата на базе проведенных расчетов.

3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ИЗ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X_2

Эффективной технологией интенсификации притока из карбонатного пласта является кислотный гидроразрыв пласта, который применяется для создания трещин в горных породах скважин за счёт создания давления на забое скважины в результате закачки в породы кислотных составов (жидкости гидроразрыва пласта и кислоты). От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы) [70].

В нефтяной промышленности гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из ведущих методов, позволяющих стабилизировать/увеличивать добычу углеводородного сырья при разработке нефтяных месторождений. На сегодняшний день вариации технологий ГРП разнообразны – от классического в вертикальных скважинах до многозонного (многостадийного) в горизонтальных скважинах, дренирующих нетрадиционные низкопроницаемые коллектора [66].

Главной задачей проведения ГРП является получение одиночных, множественных трещин или даже сетей трещин с достаточно высокими фильтрационными свойствами [67].

В карбонатных сложнопостроенных коллекторах, характеризующиеся естественными трещинами, трещина ГРП может встретиться с пустотами различного масштаба, такими как разломы, плоскости напластования, сети естественных микротрещин/макротрещин и др. В таких случаях, когда трещина ГРП сталкивается с естественной трещиноватостью, может иметь место различный характер их взаимодействия, например смещение, пересечение и т. п. Следовательно, проведение ГРП в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, характеризующихся наличием естественной трещиноватости, может привести к образованию не симметричной трещины в ее классическом понимании, а их сложной сети [68]. Гидравлический разрыв в

сложнопостроенных карбонатных коллекторах зачастую не приводит к образованию трещины в классическом ее понимании – два крыла, распространяющиеся симметрично от ствола скважины, что подтверждено результатами анализа графиков кривой восстановления давления в диагностических билогарифмических координатах [69].

При проектировании гидроразрыва решается три комплекса задач:

- прогноз дебитов нефти и газа, которые могут быть получены при создании трещин различной длины и проводимости для данного пласта;
- расчет технологических параметров гидроразрыва, обеспечивающих образование трещин требуемой длины и проводимости;
- определение чистого годового дохода от проведения ГРП.

В процессе КГРП при давлении, превышающем давление разрыва, в скважину последовательно закачивается высоковязкая жидкость и раствор соляной кислоты. Высоковязкая жидкость (жидкость разрыва), с одной стороны, образует магистральную трещину, а с другой, заполняет каверны и естественные трещины с высокой проницаемостью, не позволяя попадать в них кислоте, поступающей следом [71]. Закачиваемый раствор соляной кислоты разъедает породу вдоль направления трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые заполнены гелем. Закачка следующих пачек жидкости разрыва и раствора соляной кислоты еще больше увеличивает протяженность трещины и, таким образом, поверхность фильтрации. Тем самым создаются условия для приобщения ранее неработающих пропластков и повышения производительности скважин. В данной технологии расклинивающие материалы, как правило, не применяются, так как после взаимодействия с соляной кислотой трещина имеет развитую поверхность и смыкается хаотичными выступами, создавая систему сообщающихся гидродинамических каналов, через которые идет фильтрация нефти [72].

Факторы, способные негативно повлиять на качество проведения кислотных обработок.

1. Условия аномально высоких пластовых температур (130–150° С):

- высокая скорость реакции кислоты и, следовательно, обработка лишь небольшого участка дренажного радиуса;

- повышенная коррозионная активность кислотных составов и, как следствие этого, дополнительный привнос трехвалентного железа (Fe^{3+}) в пласт.

2. Повышенное содержание асфальтенов в составе нефти.

Основными определяющими факторами для подбора технологии и типа (либо типов) жидкостей для кислотных обработок являются:

1) свойства коллектора:

- минеральный состав;
- наличие трещиноватости (вторичной пористости);
- пластовая температура коллектора;
- мощность продуктивного пласта;
- наличие близлежащих газо- и/или водонасыщенных горизонтов;
- глубина залегания продуктивного пласта;
- наличие тектонических стрессов;

2) свойства нефти:

- вязкость;
- содержание асфальтенов и парафинов [79].

При подборе скважин кандидатов существует множество подходов [75]

При выборе кандидатов на воздействие были предложены следующие критерии:

- обводненность продукции скважин не выше 90%;
- достаточная толщина объекта воздействия (от 50 м).

К недостаткам кислотного ГРП можно отнести высокую стоимость технологии, учет многих параметров, благоприятных для проведения КГРП, а также неконтролируемый процесс создания трещины в породе, непредсказуемость механизма трещинообразования с возможным последующим «подтягиванием» воды.

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.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}, \quad (62)$$

где k_f – проницаемость трещины, мД; k – проницаемость пласта, мД; w – ширина трещины, м; x_f – полудлина трещины, м.

Чем выше значение F_{CD} , тем выше потенциальная продуктивность.

Рассмотрим некоторые трудности, возникающие при КГРП, и варианты их решения.

1. Быстрая скорость реакции, ведущая к малой протравленной полудлине трещины. Для решения применяются:

- кислоты с задержкой реакции и/или эмульсии;
- вязкий буфер;
- отклонители.

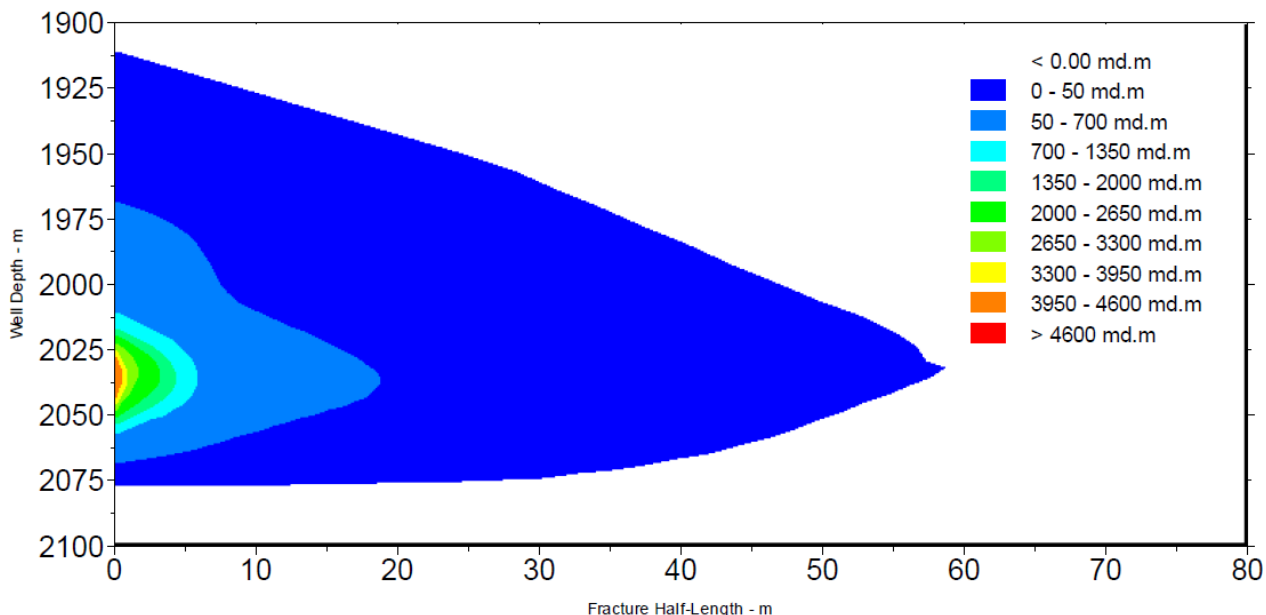


Рисунок 19 – Результат проницаемости полутрещины при высокой скорости реакции

2. Высокая пластовая температура, приводящая к быстрой скорости реакции, малой протравленной полудлине трещины, интенсивной коррозии. Для решения применяются:

- стадии для охлаждения;
- ингибиторы коррозии.

3. Истощенные пласты, в связи с чем происходит вымыв отклонителей из пласта. Решения:

- вспенивание отклонителей;
- пенное КГРП с азотов;
- освоение азотом с ГНКТ.

4. Неоднородные, множественные пласты.

Сложности:

- необходимо покрытие большого интервала для интенсификации всех пропластков;
- зоны поглощения;
- разница в напряжениях.

Решения:

- высоковязкий буфер;
- временная блокировка образованных трещин;
- специальные системы заканчивания скважин с возможностью проведения нескольких КГРП.

5. Близость водонасыщенных интервалов.

Сложность:

- рост трещины в водонасыщенные интервалы.

Решения:

- выбор кандидатов;
- матричные обработки призабойной зоны с селективными отклонителями;
- ремонтно-изоляционные работы.

Далее представлен проведенный расчет для кислотного гидроразрыва пласта на добывающей скважине на нефтяном месторождении X₂ в Западной Сибири.

Таблица 14 – Исходные данные

Параметры	Значение	Единица измерения
Пробуренный забой	4171,00	м
Искусственный забой	4168,00	м
Текущий забой	4167,55	м
Альтитуда ротора / муфты	103,96	м
Максимальный угол	91,4	гр
Максимальный угол на глубине	4017,1	гр
Вертикальная глубина до кровли пласта	3053,0	м
Общая толщина пласта	53,0	м
Эффективная толщина пласта	5,0	м
Усредненная проницаемость (по ГДИ)	4,0	мД
Пористость	15,0	%
Вязкость нефти в пластовых условиях	0,45	сПз
Забойное давление	70	атм
Плотность нефти	0,875	г/см ³
Сжимаемость	3,07	атм ⁻¹
Текущий скин-фактор	0	
Дебит жидкости	17,6	м ³ /сут
Дебит нефти	9,9	т/сут
Обводненность продукции	35,4	%
Безразмерный индекс продуктивности	0,14	
Давление насыщения	237,0	атм
Объемный коэффициент нефти	1,505	
Газовый фактор	221,0	м ³ /м ³
Пластовое давление	179,0	атм
Пластовая температура	104,0	°С
Радиус скважины	0,078	м
Радиус дренирования	250,0	м

Далее представлено необходимое оборудование и рассчитано количество требуемого материала.

Таблица 15 – Необходимое оборудование

Оборудование	Количество	Единицы измерения
Ёмкость 65 м ³	1	ед
Ёмкость кислотная 50 м ³	1	ед
Смесительная установка	1	ед
Насосная установка	3	ед
Станция контроля	1	ед
Технологическая линия	1	комплект

Таблица 18 – Количество используемых материалов

Кислота	Название	Концентрация	Количество	Ед. изм.
Раствор соляной кислоты	HCL	0,15	100	мЗ
Наименование добавки	Название	Концентрация	Количество	Ед. изм.
Ингибитор коррозии	Ci-400	4	400	л
Противоосадочный агент	ASA-1	6	600	л
Загуститель	Liquid AGA	2	200	л
Дезэмульгатор	NG NE-1	2	119,2	л
Дезэмульгатор	DM-1	5	500	л
Контроль железа	Hi-Iron C	7	700	л
Гелант	WGA NG-1	1,8	107,28	кг
Брейкер	NG B	0,1	5,46	кг
Многофункциональная добавка	SA-300	0,25	25	кг
Техническая вода	H ₂ O		60	м ³

Таблица 19 – Количество используемой жидкости

Количество жидкости	Количество	Ед. изм.
Заполнение скважины	23,8	м ³
Буфер для создания трещины	7	м ³
Процент буфера от объема закаченной кислотной смеси	0,07	%
Кислота	100	м ³
Продавка	23,8	м ³
Всего жидкости на работу	154,6	м ³
Неизвлекаемый остаток в ёмкостях	4	м ³
Опрессовка линии	1	м ³
Всего жидкости	159,6	м ³

Основные стадии КГРП:

1. Замещение, при котором в скважину закачивается загеливающая жидкость типа IL18 в объёме 23,8 м³ для заполнения скважины.
2. Технический простой в течение 40 минут.
3. Создание подушки – закачивается буфер для создания трещины в объёме 7 м³.
4. Закачка загущенного с помощью загустителя OSC Liquid AGA кислотного состава – 100 м³ раствора соляной кислоты HCl + присадки.
5. Продавка кислотного состава загеливающей жидкостью типа IL18 в объёме 23,8 м³.
6. Технический простой в течение 30 минут.

По окончании КГРП исследована образовавшаяся трещина и рассчитаны ее параметры:

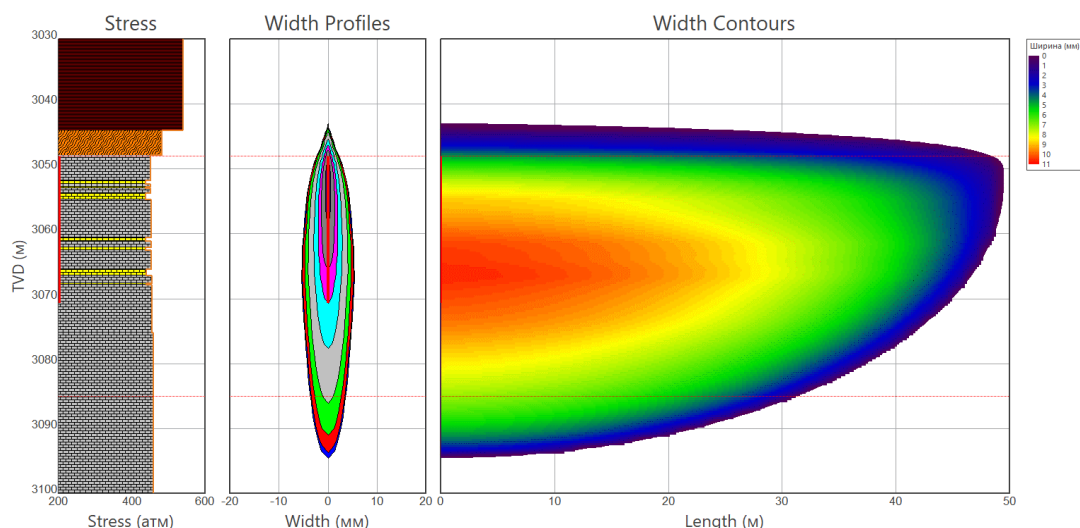


Рисунок 20 – Профиль КГРП

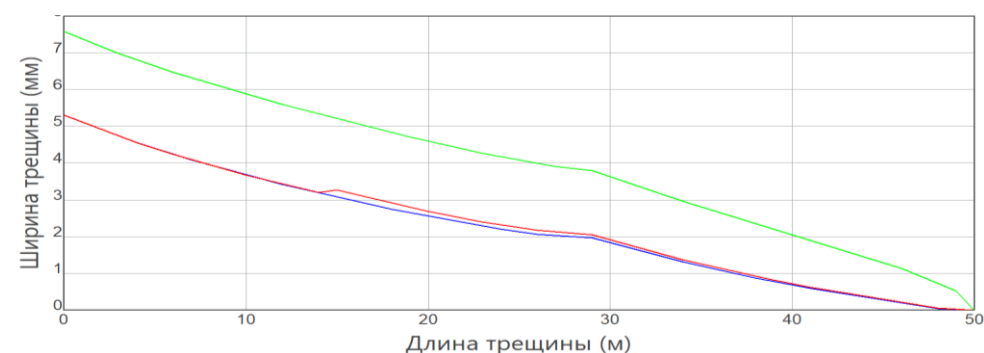


Рисунок 21 – Зависимость ширины трещины от ее длины

Таблица 20 – Характеристика трещины

Параметр	Значение	Ед.изм.
Гидравлическая длинна	49,509	м
Общая высота трещины	51,625	м
Максим. ширина трещины в зоне перфорации	7,37	мм
Средняя гидравлическая ширина трещины	4,2969	мм
Протравленная длина	42,577	м
Протравленная высота	51,625	м
Средняя протравленная ширина трещины	4,2969	мм
Проводимость трещины	5806,2	мД/м
Безразмерная проводимость	34,092	
Масса растворенной породы	22248	кг
Объём растворенной породы	8,2403	м3
Общий объём пустот	9,6945	м3
Средняя проницаемость трещины	1351,3	мД

С помощью расчетов предположена следующая динамика изменения полученного дебита после проведения КГРП при сохранении пластового давления $P_{пл} = 179$ атм. и полученного забойного давления $P_{заб} = 50$ атм.:

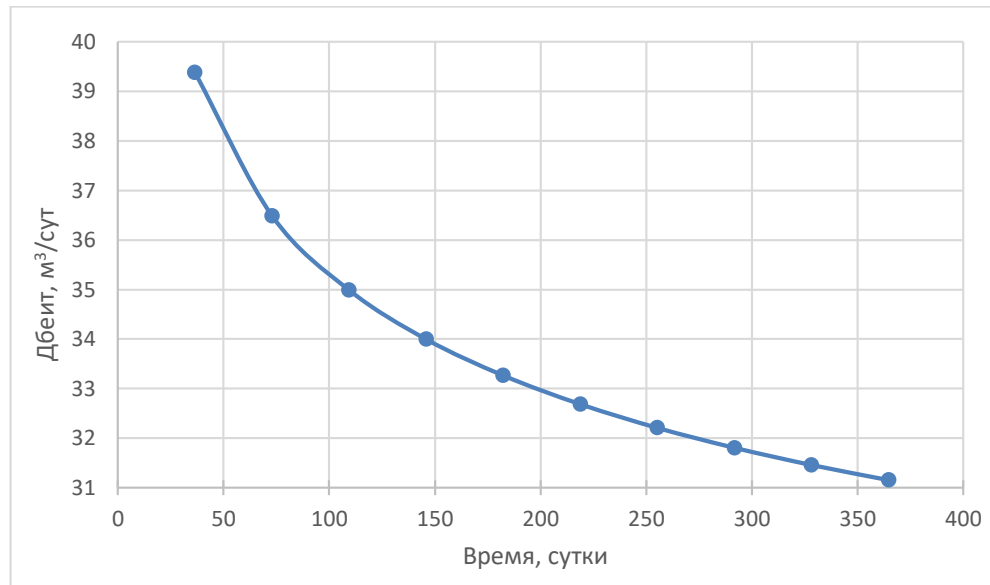


Рисунок 22 – Изменение дебита с течением времени

Прогнозируемое снижение суточного дебита через год составит $8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Затем проведен расчет продуктивности скважины. Получены значения скин-фактора после ГРП, коэффициент продуктивности и безразмерный коэффициент продуктивности.

Полученный идеальный геометрический скин-фактор равен $S = -4$, в сравнении с его нулевым начальным значением. Данное значение говорит о хорошем результате от проведения КГРП согласно таблице 7 данной работы.

Коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{q}{P_{пл} - P_{заб}} \quad (62)$$

$$K = \frac{39,4}{179 - 50} = 0,31$$

Безразмерный коэффициент продуктивности рассчитаем по следующей формуле:

$$J_d = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S} \quad (63)$$

где r_e – радиус дренирования, r_w – радиус скважины.

$$J_d = \frac{1}{\ln\left(\frac{250}{0,078}\right) - 0,75 + (-4)} = 0,3$$

Ожидаемые показатели дебита:

- дебит жидкости 39,4 м³/сут;
- дебит нефти 19,23 т/сут;
- обводненность продукции 44,2%.

Расчеты ожидаемых результатов кислотного гидроразрыва пласта на добывающей скважине на нефтяном месторождении Х₂ Западной Сибири с карбонатными коллекторами показали хорошие результаты, в результате которых показатели дебита жидкости увеличатся в более, чем в 2 раза, дебит нефти увеличится в 1,9 раз и полученное значение скин-фактора достигнет -4.

Сравним эффективность применения соляно-кислотной обработки и кислотного гидроразрыва пласта по таким показателям, как скорость закачки кислоты и скорость реакции кислоты с карбонатной породы.

Как упоминалось ранее в работе, согласно работе [88] глубина проникновения кислоты в коллектор с учетом диффузной кинетики реакции определяется по формуле 41:

$$L = \frac{V \cdot \omega}{S \cdot \beta} \cdot \ln(2,5 C_0),$$

где V – объем раствора на элементарном по длине участке канала; ω – средняя скорость движения раствора соляной кислоты в канале; S – площадь поверхности канала на этом участке; β – коэффициент массопередачи; C_0 – начальная концентрация кислоты.

С увеличением скорости закачки кислоты увеличивается средняя скорость движения раствора кислоты в канале, что приводит к увеличению проникновения кислоты в коллектор, и, следовательно, к увеличению притока флюида и увеличению дебита нефти. В связи с этим делаем вывод о более эффективном применении КГРП, нежели СКО, сравнивая скорости закачки кислоты.

Далее рассмотрим влияние скорости реакции с карбонатной породой на эффективность проведения ГТМ с помощью рисунка 23.

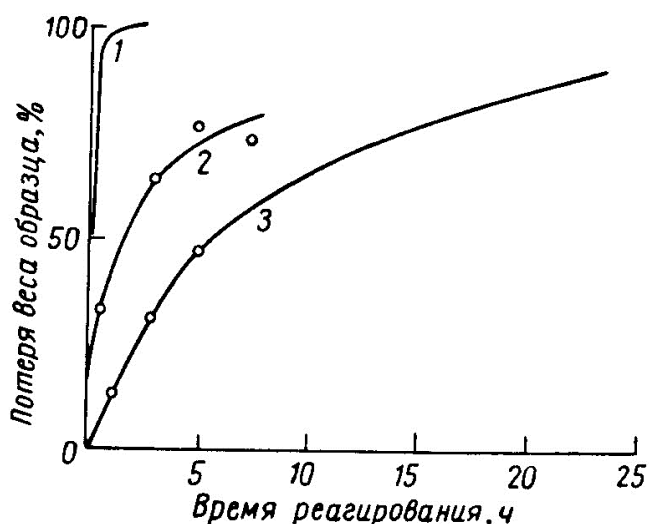


Рисунок 23 – Влияние на реакцию кислоты с карбонатной породой высоких давлений и температуры [95]

1 – растворение образцов карбонатных пород в 15 %-ном растворе HCl при $t = 90^{\circ}\text{C}$ и $p = 1$ атм.; 2 и 3 – растворение образцов карбонатных пород в 15 %-ном растворе HCl при $t = 90^{\circ}\text{C}$ и $p = 300$ атм.

Проведенное исследование [95] показывает, что скорость реакции кислоты с карбонатной породой уменьшается с ростом давления. Давление, создаваемое при КГРП кратно выше давления, при котором закачивается кислота в пласт при СКО. На основе вышеупомянутых результатов исследований, знаем, что чем ниже скорость реакции кислоты с породой, тем лучше происходит растворение карбонатной породы и более глубокое проникновение кислоты, приводящие к лучшей эффективности проведения мероприятия и, как следствие, высокому дебиту нефти.

Предел достигаемого скин-фактора при проведении СКО в лучшем случае не ниже -3 против полученного значения скин-фактора в приведенном расчете выше -4. Дебит нефти после проведения СКО увеличивался в 1,5-2 раза при увеличении дебита нефти после проведения КГРП в 2-3 раза минимум.

Таким образом, делаем вывод, что применение кислотного гидроразрыва пласта на карбонатных коллекторах нефтяных месторождений более результативно в сравнении с соляно-кислотными обработками в рамках увеличения эффективности добычи скважин.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по проведению ОПЗ пласта на месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 32359-2013
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование целесообразности проведения технологии ОПЗ пласта на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Оценка и расчет эксплуатационных затрат проведение ОПЗ пласта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности по проведению работ по ОПЗ пласта

Перечень графического материала

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М. Р.	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия

В данной главе приведен расчет и обоснование экономической эффективности от проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

Соляно-кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта.

Проведение СКО позволяет увеличить дебит скважины и, соответственно, прибыль компании. В частности, после проведения СКО на 32 скважинах месторождения X определен средний прирост дебита нефти в 5 т/сут, а суммарный прирост дебита по всем обработанным скважинам за 2023 год составил 160 т/сут. В последующие годы прогнозируется снижение этого показателя ввиду средней продолжительности эффекта СКО, составляющей 9 месяцев, а также снижения эффективности с последующими обработками.

Увеличение добычи нефти согласно современному анализу процесса эксплуатации скважины можно определить по следующей формуле:

$$\Delta Q = \Delta q \Delta T K_z N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут., K_z – коэффициент эксплуатации скважин, ед., N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

Определим доход от дополнительной добычи нефти, после проведения геолого-технического мероприятия, для чего воспользуемся расчетом выручки за счет дополнительной добытой нефти. Результаты представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета выручки от продажи дополнительно добытой нефти

Год	2022	2023	2024	2025
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за баррель	80	70,1	67,5	65
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	68,1	68,3	70,9	72,2
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за тонну	582,4	510,3	491,4	473,2
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), руб. за тонну	39661	34855	34840	34165
Суточный дебит, т/сут	0	160	141	126
Годовая добыча, т	0	58400	51465	45990
Выручка, тыс. руб.	0	2035556	1793054	1571250

Капитальные затраты на закупку необходимой техники и кислотных композиций с учетом прочих капитальных вложений (10% капитальных вложений) составили 172 286,4 тыс. руб. Норма амортизации техники при этом составляет 10 %.

Таблица 22 – Капитальные вложения

Покупка	Количество	Ед. измерения	Цена за ед.	Стоимость, руб.	Стоимость, тыс. руб.
Агрегат для кислотной обработки СИН- 32 Камаз	1	шт	13 990 000	13 990 000	13 990
Автоцистерна промысловая АЦН-20	1	шт	10 990 000	10 990 000	10 990
Насосный агрегат ЦА-320	1	шт	11 260 000	11 260 000	11 260
Кислотные композиции	802,56	тонн	150 000	120 384 000	120 384
Всего:	—	—	—	156 624 000	156 624

В таблице 23 представлены эксплуатационные затраты. Стоит отметить, что расходы на оплату труда включают в себя следующие суммы:

– начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда.

– премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

– начисления стимулирующего или компенсирующего характера

Также необходимо учитывать процентные отчисления по заработной плате:

- пенсионный фонд 22%;
- фонд обязательного мед.страхования 2,9%;
- фонд соц.страхования 5,1%;
- в сумме 30,4%;
- 0,4% – страхование от несчастного случая.

Таблица 23 – Эксплуатационные затраты

Годы	Текущие затраты				Налоги, включаемые в себестоимость					Итого эксплуатационных затрат	Итого эксплуатационных затрат (без НДС)
	Всего	в т.ч.:			Всего	в т.ч.:					
		Заработная плата, в том числе страховые взносы	Содержание, ремонт и эксплуатация техники	Амортизация основных фондов		НДС	Налог на имущество предприятия	Страховые взносы	Прочие		
2022	3651	1680	1971	0	521	0	0	521	0	4172	4172
2023	17408	5040	8744	3624	1113581	1080767	718	1562	30533	1130989	50221
2024	21032	5040	12368	3624	939158	910061	638	1562	26896	960190	50128
2025	24656	5040	15992	3624	823835	798146	558	1562	23569	848491	50345

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Первый год расчета экономической эффективности (2022 г.) является годом покупки и завоза по зимнику кислотных композиций, техники, наладки техники и подготовки оборудования и специалистов к проведению мероприятий.

Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности мероприятия представлены в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Эксплуатационные затраты (без НДС)	тыс. руб.	150694,6	0	50221	50128	50345,2
Амортизационные отчисления	тыс. руб.	10872	0	3624	3624	3624
Капитальные вложения в обустройство	тыс. руб.	172286,4	172286,4	0	0	0
Цена реализации нефти без НДС	руб./т	–	39661	34855	34840	34165

Затем рассчитывается чистая прибыль от применения и проведения предлагаемой технологии. Результаты расчетов чистой прибыли приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчета чистой прибыли от проведения СКО

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Выручка	тыс. руб.	5399859,7	0,0	2035555,5	1793054,0	1571250,2
Текущие затраты	тыс. руб.	150694,6	0,0	50221,3	50128,0	50345,2
НДПИ	тыс. руб.	2788975,0	0,0	1080767,5	910061,5	798146,0
Валовая прибыль	тыс. руб.	2449318,1	0,0	900942,7	829240,4	719134,9
Налог на имущество	тыс. руб.	1913,5	0,0	717,6	637,8	558,1
Налог на прибыль	тыс. руб.	489863,6	0,0	180188,5	165848,1	143827,0
Итого налоги	тыс. руб.	491777,1	0,0	180906,1	166485,9	144385,1
Чистая прибыль	тыс. руб.	1959454,5	0,0	720754,2	663392,4	575307,9

На основании расчетов чистой прибыли рассчитываются показатели, определяющие экономическую эффективность. Данные приведены в таблице 6.

Основным критерием, с помощью которого проект оценивается с экономической точки зрения, является внутренняя норма доходности. Это такая ставка дисконтирования, при которой затраты на все вложения выйдут в ноль. Чем выше ВНД, тем выше доходность проекта, потому что можно заложить больше рисков.

Таблица 26 – Показатели экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			2022	2023	2024	2025
Денежный поток	тыс. руб.	—	-172286,4	724378	667016	578932
Накопленный денежный поток	тыс. руб.	—	-172286,4	552092	1219108	1798040
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	тыс. руб.	1342625	-172286,4	457608	961968	1342625
Индикаторные параметры проекта						
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)			%	74,5		
Срок окупаемости (простой)			год	1,3		
Срок окупаемости (дисконтированный)			год	1,3		
Индекс доходности капитальных вложений			доли ед.	9,7		

4.3 Вывод по главе «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

По ходу работы проанализированы результаты соляно-кислотных обработок на карбонатных коллекторах, определены дополнительные объемы добычи нефти, проведены расчеты капитальных и эксплуатационных вложений, проведен анализ экономической эффективности.

По итогу прирост чистой прибыли оказался достаточно высоким, многократно окупив затраты за первый год работы. В течение анализируемого периода чистая прибыль ежегодно снижалась и за 3 года составила 1 959 455 тыс. руб. Внутренняя норма доходности проекта составила 74,5 %.

В результате проведения соляно-кислотных обработок 32 скважин месторождения X в течении трех лет привело к увеличению добычи нефти за этот период на 155 855 тонн, чистый дисконтированный доход составил 1 342 625 тыс. рублей. Данные показатели говорят об успешности проекта.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ15		ФИО Шмонин Артемий Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования: <u>карбонатный пласт месторождения</u> Область применения: <u>обработка призабойной зоны карбонатного пласта добывающих нефтяных скважин для интенсификации притока</u> Климатическая зона: <u>Крайний Север</u> Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>1 насосный агрегат ЦА-320, 1 автоцистерна промысловая АЦН, 1 кислотный агрегат, 1 кислотовоз, 1 технологическая ёмкость</u> Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>закачка в призабойную зону кислотных систем, промывка</u>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 297. Общие положения о работе вахтовым методом. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 298. Ограничения на работы вахтовым методом. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 299. Продолжительность вахты. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин». ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

2. Производственная безопасность <u>при эксплуатации</u>: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: - повышенный уровень шума и вибрация; - загазованность воздушной среды газами выхлопных машин, двигателей насосов; - низкие температуры при работе на открытом воздухе. Опасные факторы: - воздействие токсических веществ; - высокие значения электрического напряжения. В случае аварии возможно воздействие следующих факторов: -воздействие теплового излучения пожара -воздействие воздушной ударной волны -токсичное действие химических реагентов (кислот, ингибиторов солеотложения). Расчет системы воздухообмена.
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	Воздействие на литосферу: загрязнение почвы химическими веществами и нефтепродуктами. Воздействие на гидросферу: разлив и утечки нефти и нефтепродуктов, а также химикатов. Воздействие на атмосферу: выбросы природного газа, паров химикатов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов; - возгорание горюче-смазочных материалов. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это нравственная и поведенческая установка личности, группы или социального слоя, опирающаяся на осознание и учет возможности негативных для других людей и групп последствий своих действий, стремление и готовность избежать таких последствий.

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

Состояние призабойной зоны пласта со временем ухудшается, производительность скважин падает. Для восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Наиболее распространенным методом обработки ПЗП является кислотная обработка.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа; контроль за работой оборудования; осуществление работ по очистке призабойной зоны скважины; работа с химическими реагентами.

Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично, выполняются на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

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

Большинство месторождений Западной Сибири значительно удалены от населенных пунктов, соответственно, у работников преобладает вахтовый метод работы. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ – Глава 47, в частности ст. 297 «Общие положения о работе вахтовым методом».

Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [1]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

В статье 298 «Ограничения на работы вахтовым методом» указано, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Статья 299 «Продолжительность вахты» главы 47 ТК РФ определяет, что вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

В статье 302 «Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом» вышеупомянутого нормативного документа отмечено, что лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

При подготовке и в процессе обработки призабойной зоны пласта в целях безопасности наиболее важно соблюдать ИПБОТ 137-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

Немаловажно учитывать нормативный документ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования», который непосредственно и описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.[11]

5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по обработке ПЗП эксплуатируемых скважин работники подвержены воздействию вредных и опасных производственных факторов. Воздействие вредного производственного фактора на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. Опасные производственные факторы приводят к травме, в том числе смертельной.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [2]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

2. Токсические вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
3. Высокие значения электрического напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
4. Низкие температуры при работе на открытом воздухе		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

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

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 28).

Таблица 28– Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [3]

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.

Токсические вещества в рабочей зоне

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

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 29).

Таблица 29 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [4]

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

В соответствии с [4] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 30.

Таблица 30 – 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.

Высокое значение электрического напряжения

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражен током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [5].

Таблица 31 – 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

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 [5].

Низкие температуры вследствие климатических и погодных условий при работе на открытом воздухе

Мероприятия по обработке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°C до минус 35°C, но часты случаи, когда температура опускается до минус 45°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

В соответствии с конкретными величинами температуры воздуха и скорости ветра может быть определен риск обморожения открытых областей тела человека, определяющий степень безопасности работ в охлаждающей среде с учетом времени холодового воздействия (таблица 32).

Таблица 32 – Зависимость риска обморожения от интегрального показателя условий охлаждения (ИПУОО, балл)

ИПУОО, балл	Риск обморожения	Продолжительность безопасного пребывания на холоде, не более мин
≤ 34	игнорируемый (отсутствие обморожения)	длительнее
$34 < \text{ИПУОО} \leq 47$	умеренный	60
$47 < \text{ИПУОО} \leq 57$	критический	1
> 57	катастрофический	0,5

Интегральный показатель условий охлаждения (обморожения) – ИПУОО определим согласно уравнению:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V \quad (64)$$

где $t_{\text{в}}$ – температура воздуха, °C;

V – скорость ветра, м/с.

Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию. СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных

факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Таблица 33 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [6].
Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих теплопотерь с поверхности тела, их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40 °С.

5.2.2 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» [9].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИПиА; 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 [9].

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 [10].

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) [9].

5.2.3 Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в блоке обогрева персонала. Размеры помещения 8 / 2,5 / 3 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 65:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_v - X_n}, \quad (65)$$

где L – потребный воздухообмен, $\text{м}^3/\text{ч}$;

G - количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч ;

X_v - предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, $\text{мг}/\text{м}^3$;

X_n - максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, $\text{мг}/\text{м}^3$.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 66:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (66)$$

где n – кратность воздухообмена, ч^{-1} ;

V – внутренний объем помещения, м^3 .

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны – $9000 \text{ мг}/\text{м}^3$. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – $650 \text{ мг}/\text{м}^3$.

Количество CO_2 , выделяемое всеми работниками определяется по формуле 67:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2}, \quad (67)$$

где $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO_2} - количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч .

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO_2 , выделяемое 2 работниками:

$$G = 2 \cdot 35 = 70, \text{ г/ч}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 70}{9000 - 650} = 8,38, \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{8,38}{8 \cdot 2,5 \cdot 3} = 0,14 \text{ ч}^{-1}$$

Таким образом нужна вентиляционная система, которая будет обеспечивать воздухообмен 8,38 м³ /ч. Кратность воздухообмена при этом 0,14 ч⁻¹.

5.3 Экологическая безопасность

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 [10].

Защита атмосферы

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

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

утвержденным методам.

Защита гидросферы

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

Защита литосферы

При проведении кислотной обработки происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ 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; быстроръемных 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 разбуривании 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 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по кислотной обработке скважин могут возникать чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации:

- разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящихся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов;
- возгорание горюче-смазочных материалов.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, протекающие при высоком давлении. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, что может привести к взрыву. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей,

если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Вывод

Процесс обработки призабойной зоны пласта, как и практически любой другой процесс в нефтедобывающей промышленности, является источником воздействия комплекса различных вредных и опасных факторов как на человека, так и на окружающую среду. В данной главе рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах на скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведена оценка геолого-промысловых характеристик карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях. Карбонатные коллектора отличаются сложным строением порового пространства ввиду протекавших литогенетических вторичных процессов, повышенной вязкостью нефти и значительным содержанием АСПО, высокими показателями неоднородности по пористости (трещинноватости) и проницаемости, что значительно усложняет извлечение нефти.

В работе проведен анализ существующих геолого-технических мероприятий, применяемых на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами, по итогу которого выделены химические методы, а в частности соляно-кислотная обработка и кислотный гидроразрыв пласта.

Для получения эффективной кислотной композиции необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу оказывающих положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе кислотных обработок, такие как ингибиторы коррозии, солеотложения, интенсификаторы, ПАВ, стабилизаторы, растворители.

Существуют различные методы прогнозирования соляно-кислотных обработок. Для максимального эффекта от обработки призабойной зоны выполняется подбор кандидатов на СКО, осуществляется прогнозирование соляно-кислотной обработки и выбирается методика расчета для подбора эффективных кислотных композиций, оптимальных объемов и темпов закачки кислотного состава в пласт, а экономический эффект рассчитывается на основе прогнозируемого результата на базе проведенных расчетов.

В работе приведен расчет, по результатам которого по итогу проведения СКО призабойной зоны пласта добывающей скважины на нефтяном месторождении X_1 в Западной Сибири самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А» получен прирост добычи нефти на 41% – с 32,3 т/сут до 45,5 т/сут.

Также проведен расчет кислотного гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении X_2 в Западной Сибири, в результате ожидаемые показатели дебита нефти увеличились в 1,9 раз, а скин-фактор достиг значения -4.

В работе проведено сравнение эффективности соляно-кислотной обработки и кислотного гидроразрыва пласта. Определено, что образование высокопроводящего канала максимальной протяженности зависит не только от начальной концентрации, но и скорости закачки кислоты и скорости ее реакции с карбонатной породой. Эффективность воздействия на пласт выше при увеличении скорости закачки кислоты и снижении скорости реакции кислоты с карбонатной породой. При кислотном гидроразрыве пласта в сравнении с СКО более высокая скорость закачки кислоты, а также ниже скорость реакции кислотного состава с породой ввиду высокого давления закачки.

Таким образом, сделан вывод, что применение кислотного гидроразрыва пласта на карбонатных коллекторах нефтяных месторождений наиболее результативно в рамках увеличения эффективности добычи скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев А. Курс на карбонаты. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» / Алексеев. А, Т. Удалова // Электронный научный журнал «Сибирская нефть». – 2017. – №138.
2. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам Москва, "НЕДРА" 1980, 202 стр.
3. Литвин В.Т., Рязанов А.А. Рациональный подход к модификации кислотного состава для низкопроницаемых продуктивных пропластков баженовской свиты // Вестник Евразийской науки, 2018 №3.
4. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.12 / Мартюшев Дмитрий Александрович; [Место защиты: Перм. гос. нац. исслед. ун-т], 2018.
5. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28-31.
6. Рыжиков Н.И. Экспериментальное исследование динамики захвата частиц и изменения проницаемости при фильтрации суспензии через пористую среду: диссертация ... кандидата физико-математических наук: 25.00.10 / Рыжиков Никита Ильич; [Место защиты: Московский Физико-Технический (Государственный университет)], 2014.
7. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С. 242-269.
8. Солодовников А.О. Повышение эффективности кислотных обработок призабойных зон скважин при высокой минерализации пластовых вод / А.О. Солодовников, О.В. Андреев // Новые технологии – нефтегазовому региону: Тез. докл. Всерос. научно-практической конф. г. Тюмень, 14-19 мая 2013. – Тюмень, 2013. – С. 39-41.

9. Ступоченко В.Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глиносодержащих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва. ВНИИнефть. 2000. 437 с.
10. Тугарова М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020 - № 4 (18). – С.18-23.
11. Фоломеев А.В. Совершенствование технологии кислотного воздействия на высокотемпературные карбонатные коллекторы // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». Уфа, 2020. – С. 159-161.
12. Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. Гидродинамические методы исследования вертикальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 84 с.
13. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.
14. Патент № 2456434 Российская Федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). Способ очистки перфорации призабойной зоны скважины: №2010154399/03: заявл. 30.12.2010: опубл. 30.07.2012 / Мальцев С.И.; заявитель Мальцев С.И. – 6 з.п. ф-лы, 1 ил.
15. Патент № 2583104 Российская Федерация, МПК E21B 43/27(2006.01), E21B 33/138(2006.01). Способ обработки призабойной зоны пласта: № 2014151177/03: заявл. 17.12.2014: опубл. 10.05.2016 / Сергеев В.В.; заявитель Сергеев В.В. – 6 з.п. ф-лы, 5 ил.
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

19. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
22. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
23. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
24. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
25. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.
26. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
27. Лысенков, А. В. Геолого-физическая характеристика карбонатных коллекторов и остаточных запасов нефти месторождений республики Башкортостан / А. В. Лысенков, И. Е. Лысенков // Молодой ученый. - 2021. - № 22. -С. 75-77.
28. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. Георесурсы. № 2(61). 2015. С. 63-76.
29. Карбонатные формации Сибири и связанные с ними полезные ископаемые.- Новосибирск: Наука, 1982. (Карбонатные формации Сибири и связанные с ними полезные ископаемые: Сборник статей / Отв. ред.: В.И. Бгатов, Ю.П. Казанский; АН СССР. Сиб. отд-ние. Ин-т геологии и геофизики.)
30. Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири,

сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15.

31. Цепляева А.И. Разработка методики трехмерного геологического моделирования для коллекторов палеозойского фундамента западной сибирей // Известия вузов. Нефть и газ. 2017. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-metodiki-trehmernogo-geologicheskogo-modelirovaniya-dlya-kollektorov-paleozoyskogo-fundamenta-zapadnoy-sibiri> (дата обращения: 06.06.2023).

32. Бембель С. Р., Цепляева А. И. Особенности картирования и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений в западной части ХМАО – Югры // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 89–93.

33. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А. В. Тугарева [и др.] // Материалы Междунар. науч.-практич. конф. «ГеоСочи – 2017. Нефтегазовая геология и геофизика». – ООО «Издательство Полипресс», 2017. – С. 21–24.

34. Цепляева А. И. Геологическое моделирование пород палеозойского фундамента на примере одного из месторождений Западной Сибири // Материалы V Междунар. конф. молодых ученых и специалистов памяти акад. А. П. Карпинского. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2017. – С. 432–434.

35. Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: // www.oilcapital.ru/technologies/2008/01/091102_118283.shtml. / В. Блехман [и др.] // Технологии ТЭК. – 2007.

36. Kolesnik V., Tseplyaeva A. Analysis of reservoir rock with dual porosity, ABSTRACTS East Meets West International Student Petroleum Congress & Career Expo. Krakow, Poland, 2013. – 34 P.

37. Ступакова Антонина Васильевна, Соколов Александр Владимирович, Соболева Елена Всеволодовна, Курасов Иван Андреевич, Бордюг Екатерина Васильевна, Кирюхина Тамара Алексеевна Геологическое

изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. №2 (61). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geologicheskoe-izuchenie-i-neftegazonosnost-paleozoyskih-otlozheniy-zapadnoy-sibiri> (дата обращения: 05.06.2023).

38. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

39. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

40. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 с.

41. <https://neftegaz.ru/news/dobycha/516438-nakoplennaya-dobycha-gazpromneft-vostok-na-urmano-archinskoy-gruppe-mestorozhdeniy-prevysila-6-mln-t/> Е.Алифирова

42. <https://obzor.city/article/650222---goluboe-zoloto-s-drevnego-rifa.-istorija-archinskogo-mestorozhdenija>

43. Гайдуков Л.А. Научные основы разработки нефтяных пластов с аномальным проявлением техногенеза д-р наук 2022

44. Касперский Б.В. Проникновение твердой фазы глинистых растворов в пористую среду / Б.В. Касперский // Нефтяное хозяйство. – 1971. – №9. – С.30-32.

45. Шехтман Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий / Ю.М. Шехтман – М.: Недра, 1961. – 130с.

46. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне / Н.Н. Михайлов – М.: Недра, 1987. –152с.

47. Подгорнов В.М. Изменение структуры глинистых корок бурового раствора в скважине при контакте с фильтратом цементного раствора [Текст] : научное издание / В. М. Подгорнов, Ф. А. Киреев, Ахмет Мухамеадж // Состав и свойства глинист. минералов и пород. - Новосибирск, 1988. - С. 146-147.

48. Рыжиков Н.И. Метод расчета профилей распределения пористости и объемных долей материалов в пористой среде с помощью анализа данных рентгеновской микротомографии/Н.И. Рыжиков, Д.Н. Михайлов, В.В. Шако //Труды МФТИ. – 2013. – Т.5. – № 4(20). – С.161- 169.
49. Михайлов Д.Н. Комплексный экспериментальный подход к определению кинетики кольтматации пористых сред/ Д.Н. Михайлов, Н.И. Рыжиков, В.В. Шако // Нефтяное Хозяйство. - 2015. - № 3. – С. 74-78.
50. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н.Н. Михайлов – М.: Недра, 1996. –339с.
51. Ding Y. Modeling of both near-wellbore damage and natural cleanup of horizontal wells drilled with a water-based mud / Ding Y., Longeron D., Renard G., Audibert A. // SPE Report №73733, 2002. – P. 263.
52. Suryananrayana P.V. Dynamic Modeling of Invasion Damage and Impact on Production in Horizontal Wells / Suryananrayana P.V., Zhan Wu, Ramalho J., Himes R // SPE № 95861, 2007. – P. 111.
53. Bedrikovetsky P. Well-History-Based Prediction of Injectivity Decline during Seawater Flooding / Bedrikovetsky P., M. J. da Silva, Fonseca D.R. // SPE №93886, 2005. – P.1522.
54. Bedrikovetsky P. Field-data-based prediction of productivity decline due to sulphate scaling / Bedrikovetsky P., Raphael M. P. Silvaa, José S. Daherb, José A. T. Gomesb, Vera C. Amorimb // SPE №107864, 2007. – P. 323.
55. Горбунов А.Т. Щелочное заводнение / А.Т. Горбунов, Л.Н. Бученков – М.: Недра, 1989. – 160с.
56. Федоров К.М. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным/ К.М. Федоров [и др] // SPE Russian Petroleum Technology Conference – Москва, 2020. – С.2439.
57. Herzig J.P. Flow of Suspensions through Porous Media / Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P. // Industrial and Engineering Chemistry. – 1970. – V.62. – №5. – pp. 8-35.

58. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А. Р.Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; Под ред. Н.Г Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. –Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2003. – 302 с.

59. Сандыга М.С., Рогачев М.К. Породы-коллекторы. исследование условий образования органических отложений в поровом пространстве // ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ NEFTEGAZ.RU. – 2019. -№7. – С. 86-89.

60. Патент № 2083817 Российская Федерация, МПК E21B 47/00(2006.01). Способ определения состояния призабойной зоны скважины: заявл. 30.01.1997 : опубл. 10.07.1997 / Заволжский В.Б. Умрихин И.Д. Монастырев В.А.; заявитель Акционерное общество открытого типа "Пурнефтеотдача".

61. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.

62. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2013 г.

63. Абдиразаков А.И., Иботов О.К, Мавланов З.А. // Анализ воздействия паротепловой обработки на основные показатели скважины // Universum: технические науки. 2020. №12-5 (81). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-vozdeystvie-paroteplovoy-obrabotki-na-osnovnyh-pokazateley-skvazhin> (дата обращения: 08.06.2023).

64. Лысенко В.Д. Определение эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 2004. -№2. – С. 114-118.

65. Патент № 2667239 Российская Федерация, МПК E21B 43/112(2006.01), E21B 43/22(2006.01), E21B 43/25(2006.01). Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатного пласта: № 2017136231: заявл. 12.10.2017 : опубл. 18.09.2018 / Насыбуллина А.В., Салимов О.В.,

Зиятдинов Р.З; заявитель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.

66. Тайпова В.А., Шайдуллин А.А., Шайдуллин М.А. Роль горизонтальных скважин и гидравлического разрыва в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере управления нефтегазовой добычи «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ» ПАО «Татнефть» // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. – С. 198–203.

67. Experimental investigation of the effect of natural fracture size on hydraulic fracture propagation in 3D / Liming Wan, Mian Chen, Bing Hou, Jiawei Kao, Kunpeng Zhang, Weineng Fu // Journal of Structural Geology. – 2018. – V. 116. – P. 1–11.

68. Fisher K., Warpinski N. Hydraulic-fracture-height growth: real data // SPE Production & Operations. – 2013. – V. 27. – Iss. 1. – P. 8–19.

69. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 1. 85–94 Мартюшев Д.А. и др. Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью.

70. Юхимчак В.Ю., Ахметова Л.Г. Применение кислотного гидроразрыва для увеличения нефтеотдачи пластов // Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития», 2016. Т.3. С. 51-55.

71. Влияние деэмульгаторов на вязкость битуминозной нефти /Ахметова Л.Г.// Научная дискуссия: вопросы математики, физики, химии, биологии. М., Изд. «Интернаука», 2015. № 7 (26): – С. 46-51.

72. Федоров Ю.В. Повышение эффективности технологии кислотного гидравлического разрыва пласта // Нефтепром. дело. – 2010. – №11. – С. 39.

73. Ляпунова В. М. Опыт проведения кислотных ГРП и большеобъемных кислотных обработок на карбонатных коллекторах месторождений ОАО «НК Роснефть» // Территория Нефтегаз. 2008. №9. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-provedeniya-kislotnyh-grp-i-bolsheobemnyh->

kislotnyh-obrabotok-na-karbonatnyh-kollektorah-mestorozhdeniy-oao-nk-ro-sneft
(дата обращения: 08.06.2023).

74. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 208 с.

75. Салимов О.В., Насыбуллин А.В., Сахабутдинов Р.З., Салимов В.Г. О критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта // Георесурсы. 2017. Т.19. №4. Ч.2. С. 368–373.

76. Разработка комплексной технологии интенсификации добычи нефти : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Сергеев Виталий Вячеславович; [Место защиты: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т]. - Уфа, 2016. - 149 с.: ил.

77. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1988.

78. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5 томах. Т. 4. Кислотная обработка скважин / Под ред. проф. И.Т. Мищенко. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 70 с.

79. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 565 с.

80. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. 332 с.

81. Ахкубевай А., Васильев В. Потенциал применения технологии кислотного туннелирования в карбонатных коллекторах Тимано-Печоры. SPE-135989 - Нефтегазовая вертикаль. № 5, 2011.

82. Новиков Владимир Андреевич, Мартюшев Дмитрий Александрович Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края // Недропользование. 2020. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-primeneniya-kislotnyh-sostavov-v-karbonatnyh-otlozheniyah-neftyanyh-mestorozhdeniy-permskogo-kрая> (дата обращения: 08.06.2023).

83. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 3. 17–25 Бычков Д.А., Зятиков П.Н. Интенсификация притока нефти из карбонатных коллекторов для условий месторождений Западной Сибири.

84. Хабибуллин А.Ф., Хужин Р.Д., Лысенков А.В. / Обзор способов современного кислотного воздействия на сложнопостроенные карбонатные коллекторы месторождений Башкортостана // Academy. 2017. №6 (21). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-sposobov-sovremennogo-kislotnogo-vozdeystviya-na-slozhnopostroennye-karbonatnye-kollektory-mestorozhdeniy-bashkortostana> (дата обращения: 09.06.2023).

85. Ахмерова Э.Э., Шафикова Е.А., Апкаримова Г.И., Прочухан К.Ю., Просочкина Т.Р., Гайсин И.С., Прочухан Ю.А. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора // Баш. хим. ж.. 2018. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/podbor-effektivnogo-kislotnogo-sostava-dlya-obrabotki-karbonatnogo-kollektora> (дата обращения: 09.06.2023).

86. Шипилов А.И., Крутихин Е.В., Кудреватых Н.В., Миков А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов // Нефтяное хозяйство №20, 2012.

87. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин, А.Г. Телин, А.Г. Загуренко // Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – №1. – С. 18-24.

88. Рудобашта С.П., Карташов Э.М. Диффузия в химико-технологических процессах. – М.: Химия, 1993. – 208 с.

89. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 7. 43–53. Кривошеков С.Н. и др. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования.

90. Кривошеков С.Н. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности / С.Н.Кривошеков, А.А.Кочнев, К.А.Равелев // Записки Горного института. 2021. Т.250. С.587-595.DOI:10.31897/PMI.2021.4.12.
91. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. SPE production engineering, 1989, vol. 4, pp. 63–68.
92. Vorobiev A.Kh. Diffuzionnye zadachi v khimicheskoy kinetike [Diffusion tasks in chemical kinetics]. Moscow, Moscow University Publ., 2003. 98 p.
93. Smith C.L., Anderson J.L., Roberts P.G. New diverting techniques for acidizing and fracturing and fracturing. Petroleum Research, 2008, vol. 08, pp. 898–904.
94. Lungwitz B.R., Hathcock R.L., Koerner K.R., Byrd D.M., Gresko M.J., Skopec R.A., Martin J.W., Fredd C.N., Cavazzoli G.D. Optimization of acid stimulation for a loosely consolidated Brazilian carbonate formation – multidisciplinary laboratory assessment and field implementation. Journal of Petroleum & Engineering, 2016, vol. 18, pp. 988–1001.
95. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1973. - 344 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

GEOLOGICAL FEATURES OF THE CARBONATE RESERVOIR AND THE APPROACH TO THE TREATMENT OF THE BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE IN OIL FIELDS

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Шмонин Артемий Сергеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) (аббревиатура школы, отделения (НОЦ)):

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

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы (аббревиатура отделения (НОЦ) школы):

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

INTRODUCTION

In the process of field development, the permeability and productivity coefficient of the well inevitably decrease due to contamination of the bottom-hole zone of the formation and complications arising in it. Several activities carried out subsurface, such as drilling, cementing, well completion, and production, have the potential to harm the surrounding rock formation near the wellbore. This damage can lead to decreased permeability, resulting in reduced oil or gas production.

In the case of carbonate reservoirs, an increase in productivity and a decrease in the skin effect is most often achieved by acid treatment, the main principle of which, in addition to eliminating contamination, is the dissolution of rock to form a man-made network of microchannels in the bottom-hole zone of the formation, which allows you to maintain the selection rate at the planned level for a long period of time. Acidizing is one type of treatment that is employed to increase the permeability around the wellbore. During this process, acid is injected into the rock under a pressure that is lower than the pressure that would cause the rock to fracture. The acid reacts with and dissolves some of the rock components, which can – in favourable cases – overcome some of the induced damage, or just enhance the local permeability. In carbonate rocks, acidizing can not only reduce the damage, but it also can create conductive channels that extend some distance into the rock mass, known as wormholes, whose hydraulic conductivity is several orders of magnitude larger than that of the porous medium.

The bottom-hole zone of the formation is singled out as a special part of the formation, since, firstly, its properties may differ from the properties of the rest of it and, secondly, it is in this part that the loss of the main share of energy spent on the movement of oil in the formation occurs.

Currently, there are various technologies for influencing the bottom-hole zone of the formation, the essence of which consists in artificially improving the permeability and conductivity of the bottom-hole zone of the formation. Chemical, mechanical, physical, and thermal methods are mainly distinguished according to the phenomena underlying the technologies of exposure to PZP. The method of processing the PZP is determined on the basis of specific reasons that negatively affected its

condition, while taking into account the physico-chemical properties of reservoir rocks, fluids saturating rocks and hydrodynamic studies to assess the filtration characteristics of the bottom-hole zone of the reservoir.

At the moment, it is incorrect to assert that the carbonate reservoirs are sufficiently studied, and improving the filtration characteristics of the bottom-hole formation zone is an important task in the development of deposits, therefore, an integrated approach to the treatment of the bottom-hole zone of the carbonate reservoir formation is an urgent task.

ASSESSMENT OF GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS OF THE DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS OF OIL FIELDS

Oil extraction from carbonate reservoirs is a complex process, and the reserves themselves are classified as difficult to recover. The existing possibilities of developing deposits with a carbonate reservoir type allow achieving a final oil recovery coefficient of no more than 0.25 – 0.27. And despite the relatively large share of oil production, a significant part of the deposits with such rocks remains out of industrial development due to the complex geological structure, uncertainty with oil reserves, low yield and rapid decline in well productivity.

Geological and lithological structure of carbonate reservoirs

Carbonate rocks are rocks in which natural carbonates predominate. Carbonate deposits are mainly composed of calcite (CaCO_3), magnesite (MgCO_3) and dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), which actively enter into chemical reactions, as a result of which secondary processes occur, and the properties of the rock change unevenly. The primary conditions of sedimentation, the intensity and direction of post-sedimentation transformations determine the reservoir properties of carbonate rocks, since due to their influence, pores, cavities, cracks, as well as large leaching cavities develop. The wide variety of morphology and genesis of voids is due to such features of the rocks under consideration as early lithification, selective solubility and leaching, and a tendency to

cracking. Most of the hydrocarbon reserves are concentrated in the cavity-pore and pore types of reservoirs.

Secondary transformations of carbonate rocks of oil and gas complexes are of the most important importance in the process of formation of reservoir properties.

The processes of suffusion and colmatation. During the primary and secondary opening of the layers, the processes of colmatation and suffusion occur.

One of the defining processes of the formation of the primary near-well zone is the colmatation of the reservoir pore space by solid particles. Colmatation is the process of natural penetration or artificial introduction of small (colloidal, clay and dusty) particles and microorganisms into the pores and cracks of rocks, as well as the deposition of chemicals in them, which helps to reduce their permeability.

The process of colmatation of a productive reservoir is quite complicated. At the same time, part of the solid phase of the suspension is retained in the pores of the formation and the reverse process is the removal of part of the solid particles by the flow further into the formation (suffusion). When moving through cracks, caverns, and pore space, the formation hearth can cause significant damage to the skeleton of the rock, eroding it and washing out its small particles. Then, these particles clog capillaries, pore channels, hydraulic fracturing cracks and crack zones.

Suffusion is divided into mechanical and chemical. Mechanical suffusion is the removal of rock particles by the flow of water passing through the filtration space. During mechanical interaction with water, the rock is partially destroyed, and some parts of it are carried away by water. In the case of chemical suffusion, the dissolution of rock particles and their further removal occurs. The considered types of suffusion are usually observed in a joint form, therefore it would be more correct to say that a chemical-mechanical suffusion is observed.

The equation determining the intensity of the capture of colmatant particles in the pore space is represented as:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda F(\sigma) w C, \quad (1)$$

where w is filtration rate (carrier phase speed), C is concentration of particles in the flow, λ is capture ratio; $F(\sigma)$ – a correction function that takes into account the dependence of the particle capture intensity on the fraction of the volume of the porous medium occupied by the captured components.

The empirical dependence of the capture coefficient λ on the ratio of the radius of the filtered particles to the radius of the pores can be represented as:

$$\lambda = \lambda_0 F\left(\frac{r_s}{D}\right)^n, \quad (2)$$

where r_s is the average particle size in the flow, D is the average pore size, λ_0 and n are empirical parameters. Based on the interpretation of experiments on filtration of bentonite clay suspensions ($r_s = 4$ micrometer) and chalk ($r_s=8$ micrometer) on a core with a permeability of 52-166 md (millidarcies), the values of the coefficient λ in the range of 9-20 (m^{-1}) were obtained.

Empirical dependences of the following type are most common for the relationship between permeability and the volume fraction of trapped particles.

The dependence obtained in the works of Herzog:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{1}{1 + \beta\sigma}, \quad (3)$$

as well as the dependence of the form (4), based on the generalization of the Kozeni-Karman equation, obtained in the works of Beck, Herzog, Tien:

$$\frac{k}{k_0} = \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M, \quad (4)$$

where k is the permeability of the medium, σ is the volume fraction of trapped particles, β is the dimensionless coefficient of permeability restoration, γ is the dimensionless coefficient of permeability reduction, M is an empirical parameter.

Typically, particles tend to aggregate within the pore space, creating a distinct package that possesses its own porosity and permeability. As a result, the permeability of the porous material remains nonzero even when the entire pore space is obstructed by a colmatant. This relationship can be expressed using the following formula as an illustration:

$$k = k_0 \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M + \gamma \frac{\sigma}{m_0} k_c, \quad (5)$$

where k_c is the permeability of the packing of particles in the pore space.

Overall, although there is a diverse range of ratios between capture kinetics and permeability, there is currently no well-defined criterion available in the literature to determine the suitability of one expression over another.

In the case of the classical description of the colmatation process with a constant capture intensity $F(\sigma) = 1$, there is an analytical solution for the volume fraction of captured particles and for the concentration of particles suspended in suspension:

$$\sigma(x) = \begin{cases} \lambda_0 [W_{inj}(t) - xm_0], & \text{if } W_{inj}(t) > xm_0 \\ 0, & \text{if } W_{inj}(t) \leq xm_0 \end{cases} \quad (6)$$

$$C(x) = \begin{cases} C_0 \exp(-\lambda_0 x), & \text{if } W_{inj}(t) > xm_0 \\ 0, & \text{if } W_{inj}(t) \leq xm_0 \end{cases} \quad (7)$$

where x is the coordinate along the core axis, W_{inj} is the volume of liquid injected into the sample, related to the cross-sectional area of the sample; λ_0 is the capture coefficient.

The method suggested involves first calculating the capture coefficient λ_0 , which characterizes the profile of the volume fraction of captured particles. Subsequently, the dependence $k(\sigma)$ is determined using the hydrodynamic data obtained from the filtration experiment. In this way, the analytical solution provides a complete description of the process.

Skin factor

An important characteristic of the bottom-hole zone of the formation, which affects the productivity of the well, is the permeability - the ability of the formation rocks to pass fluids through themselves at a pressure drop. With the help of the skin factor, it is possible to estimate the variability of permeability in the zone adjacent to the well. This hydrodynamic parameter characterizes additional filtration resistance to fluid flow in the near-well zone of the formation, leading to a decrease in flow rate compared to a perfect well. That is, in order to overcome the resistance resulting from

the deterioration of permeability in a zone of very small thickness around the well, increased pressure is required, but there is a limitation – the energy capabilities of the productive reservoir, therefore, productivity decreases.

M. Hawkins in 1956 proposed the following formula for calculating the skin factor:

$$S = \left(\frac{k_r}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \quad (8)$$

where k_r is the permeability of the reservoir, h is the effective thickness of the reservoir, k_d is the permeability of the modified zone, r_d is the radius of the modified zone, r_w is the radius of the well.

He used the concept of a skin as an annular zone around a well with altered permeability.

This approach allows you to calculate the skin factor using the properties of the bottomhole zone:

- if $k_d < k_r$ (damage), the skin factor is positive;
- if $k_d > k_r$ (intensification), the skin factor is negative;
- if $k_d = k_r$, the skin factor is 0.

ACID STIMULATION OF CARBONATE RESERVOIRS

Currently, there are various technologies for influencing the bottom-hole zone of the formation, the essence of which consists in artificially improving the permeability and conductivity of the bottom-hole zone of the formation. Chemical, mechanical, physical, and thermal methods are distinguished according to the phenomena underlying the processing technologies of the bottomhole zone. The choice of the treatment method for the bottomhole formation zone is based on the determination of the causes leading to a decrease in the productivity of wells, taking into account the physicochemical properties of reservoir rocks, the fluids saturating them and hydrodynamic studies to assess the filtration characteristics of the bottomhole formation zone.

The purpose of acid baths is to remove contaminants, such as clay mortar, cement stone particles, and metal corrosion products, from the well filter. However, the technology has a limitation when it comes to treating the cased or perforated bottom of the well.

Interval or step acid treatment is utilized to enhance the inflow from specific interlayers and achieve a more uniform well inflow profile. This technique involves strategically applying acid solutions to specific areas of the productive reservoir in a sequential manner.

Directed acid treatment is performed to redistribute the flow of acid across the formation's thickness, particularly targeting the least permeable and closed filtration channels. This is achieved by temporarily blocking drained zones, which serve as the main pathways for reservoir fluids to flow into the borehole or for injected water to be absorbed at injection facilities.

During thermal acid treatment, a hot solution of hydrochloric acid enters the treatment interval, which actively interacts with carbonate rock and destroys the metal of the downhole equipment of wells. This treatment is effective in the case of preliminary removal of asphaltenes, paraffins, resins.

Pressure-based hydrochloric acid treatment is a technology that involves injecting acid solutions at high pressure differentials, below the hydraulic fracturing pressure. This method enables the acid to effectively penetrate the pore space while maintaining its activity in the near-well zone. It is crucial to maintain the injection pressure and velocity for optimal results.

Acid tunneling technology offers a cost-effective and efficient alternative to acid treatments and hydraulic fracturing. In this technique, acid is pressurized and delivered through a specialized nozzle attached to a flexible pipe. As the acid is released, it dissolves the layer in front of the nozzle, creating a wide tunnel with numerous branching channels known as wormholes. The initial tunneling is initiated using 15-30% HCl, followed by further flushing with 7-15% HCl.

Simple or conventional acid treatment is the most commonly employed method of applying chemical action to the formation. It is typically performed after an acid

bath to prepare the well for treatment. Depending on the procedure, it can be the initial or repeated treatment.

Large-volume or repeated acid treatment is conducted during well development to ensure broader coverage of the bottom-hole zone with acid. This involves multiple treatments carried out at intervals of 2-3 days, with each subsequent treatment using larger volumes of acid. As a result, the cost of acid injection and the volumes of hydrochloric acid and sales fluid are typically doubled.

Foam acid treatment utilizes the same principles as conventional acid treatment, with the distinction that the working solution is pumped in the form of a foam acid solution prepared using specialized equipment.

Polymer-acid treatment is employed to enhance the flow rate of production wells with high water content. The interaction between alumochloride or CaCl solution and polymers leads to the deposition of polymers within the most permeable water channels. Subsequent hydrochloric acid treatment cures the deposited polymer, preventing erosion and enabling further extraction from the oil-containing reservoir.

Acid hydraulic fracturing is a specific process that combines both pressure fracturing and acid dissolution of carbonate rock.

Enhancing the productivity of carbonate reservoirs can be achieved through acid stimulation, as the rock types found in these reservoirs (such as limestone, dolomite, and chalk) are susceptible to dissolution by acids. For instance, by utilizing 1000 (US) gallons of 15% HCl, approximately 1840 lbs (900 kg) of carbonate material can be dissolved. Acid fracturing employs a similar approach to propped fractures, aiming to enhance the inflow performance by creating a highly permeable pathway that extends from the wellbore into the formation. The process involves pumping acid into the well at pressures exceeding the fracture pressure of the formation. Upon contact with the formation, the acid dissolves carbonate material within the rock matrix, effectively etching the fracture face. The geometry of the fracture is controlled by factors such as pump rate, net pressure, fluid leak-off, and the speed at which the acid reacts. Once pumping ceases and the pressure drops below fracture pressure, the fracture cannot completely close due to the dissolution of some of the formation

limestone. This leaves behind an open channel that facilitates conductivity. In most cases, the limestone and dolomite reservoirs possess enough compressive strength to retain the etched channels, eliminating the need for proppants to be pumped (figure 1).

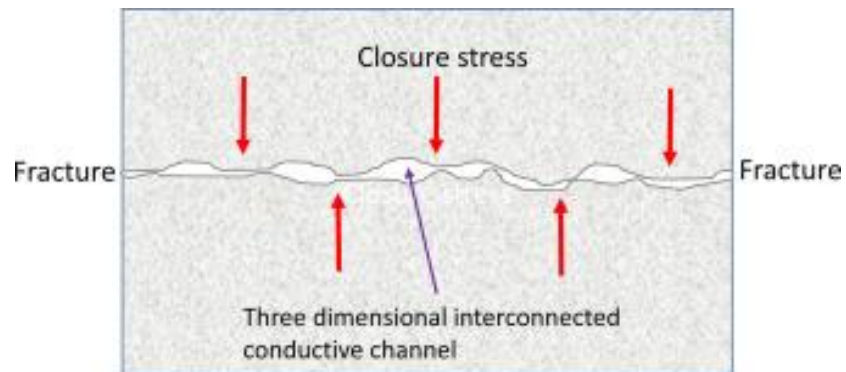


Figure 1 – Acid fracture profile.

In contrast to a propped frac, in acid fracturing, the highest pressure is typically observed at the start of the operation when the fracture is being created. As the fracture remains open, the injection of acid into the formation enhances, while the surface pump pressure decreases. However, if the acid needs to be diverted to various layers within the formation, the pressure profile will vary. For instance, when employing diversion techniques such as ball sealers or pH-sensitive gels, the pressure profile may exhibit erratic behavior with fluctuations in pressure until the final "screen out" is achieved (figure 2).

Acid treatments that are conducted below the fracture pressure are commonly known as "matrix treatments." These treatments involve pumping acid into the formation at pressures lower than what would cause fracturing. Although the dissolution of the matrix occurs during these treatments, the distribution of acid in the near wellbore area may not be uniform. The acid creates branching pathways known as "wormholes." Matrix treatments are preferred in situations where fracturing poses risks of coming into contact with nearby water or gas intervals.

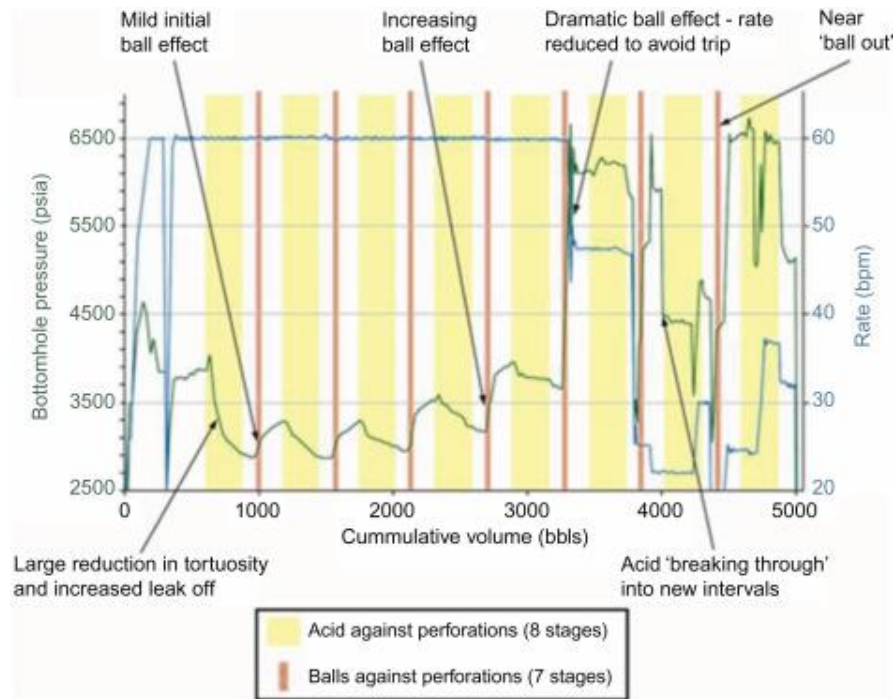


Figure 2 – Pressure profile example. Ball sealer diversion during an acid treatment

In sandstone reservoirs, matrix treatments are also employed to eliminate formation damage. A combination of hydrofluoric acid (HF) and HCl, known as mud acid, serves as the primary fluid for removing mud-related damage from the sandstone matrix. HCl is additionally used to eliminate carbonate materials that cause lost circulation. However, it is crucial to note that HF is never used in carbonate reservoirs due to its tendency to produce an insoluble precipitate called calcium fluoride.

CONCLUSION

During the field development process, the permeability and productivity coefficient of a well naturally decline due to contamination in the bottom-hole zone of the formation and associated complications. Various subsurface operations, including drilling, cementing, well completion, and production, can cause damage to the nearby rock formation surrounding the wellbore. This damage negatively impacts the permeability, ultimately leading to a reduction in oil or gas production.

Currently, there are various technologies for influencing the bottom-hole zone of the formation, the essence of which consists in artificially improving the permeability and conductivity of the bottom-hole zone of the formation. The most effective and applied methods are acid treatments.

In order to obtain the greatest efficiency in the treatment of the bottom-hole zone of the formation, it is necessary to take into account specific geological and physical conditions, determine the cause of contamination, take into account the filtration and capacitance properties of the formation and the physico-chemical properties of fluids.

REFERENCES

1. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / P. Liu, J. Yao, G.D. Couples, J. Ma // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040.
2. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks / Wayne M. Ahr // Texas A&M University. – 2008. – 296 p.
3. Acid fracturing stimulation / Frank F. Chang // Gulf Professional Publishing. – 2022. – P. 387-419.
4. Well Control for Completions and Interventions / Howard Crumpton // Gulf Professional Publishing. – 2018. – P. 361–391.
5. Herzig J.P. Flow of Suspensions through Porous Media / Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P. // Industrial and Engineering Chemistry. – 1970. – V.62. – №5. – pp. 8-35.
6. Experimental investigation of the effect of natural fracture size on hydraulic fracture propagation in 3D / Liming Wan, Mian Chen, Bing Hou, Jiawei Kao, Kunpeng Zhang, Weineng Fu // Journal of Structural Geology. – 2018. – V. 116. – P. 1–11.