

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
СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УДК 622.276.6:552.578.2.061.4:552.54

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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, 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
2БМ14	Власенко Артур Александрович

Тема работы:

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№ 62-83/с от 03.03.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Геолого-физическая характеристика месторождений карбонатных коллекторов. Осложнения в карбонатных коллекторах при разработке месторождения. Механизм воздействия кислотных составов в пластовых условиях карбонатных коллекторов. Выбор участка для проведения кислотной обработки. Методика расчета кислотной обработки карбонатного коллектора. Интерпретация</p>

	результатов соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов. Возможность использования дополнительных буферов в соляно-кислотной обработке.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Анализ современной добычи нефти из карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Выбор и обоснование применения технологий интенсификации притока на карбонатных коллекторах»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Эффективность применения соляно-кислотной обработки на месторождении X»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н., Цибулькикова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Geological features of carbonate reservoirs	
High-Temperature Conditions	
Heterogenous Formations	

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

Задание выдал руководитель/ консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		04.03.2023
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		04.03.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Власенко Артур Александрович

Тема работы:

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
04.04.2023	<i>Анализ современной добычи нефти из карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях</i>	30
25.04.2023	<i>Выбор и обоснование применения технологий интенсификации притока на карбонатных коллекторах</i>	30
12.05.2023	<i>Эффективность применения соляно-кислотной обработки на месторождении X</i>	20
26.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
09.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 125 страниц, в том числе 16 рисунков, 27 таблиц и 35 литературных источников. Работа содержит 1 приложения.

Ключевые слова: месторождение, нефть, призабойная зона пласта, карбонатный коллектор, кислотная обработка, проницаемость.

Объектом исследования являются нефтяные месторождения с карбонатными коллекторами.

Цель работы – эффективность применения технологии соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

В данной работе рассматривается метод кислотного воздействия на призабойную зону пласта карбонатных коллекторов: геолого-физические характеристики карбонатных коллекторов, осложнения в карбонатных коллекторах при разработке месторождения, механизм воздействия кислотных составов. А также выполнен анализ критериев выбора скважин-кандидатов и предложена методика расчета кислотной обработки в карбонатных коллекторах.

Наиболее эффективной кислотой для обработки карбонатных коллекторов является: соляная кислота с различными добавками интенсификаторов, ингибиторов коррозии, стабилизаторов.

Область применения: представленные решения целесообразно применять на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в дополнительной добыче нефти за счет обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой.

Область применения: представленные решения целесообразно применять на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	14
1.1 Геолого-физическая характеристика месторождений карбонатных коллекторов.....	16
1.1.1 Литологические и реологические особенности карбонатных коллекторов Западно-Сибирской нефтяной провинции.....	16
1.1.2 Механизм фильтрации флюида в карбонатных коллекторах.....	24
1.1.3 Результаты исследования керна на месторождениях.....	30
1.1.4 Физико-химические свойства нефти.....	30
1.2 Осложнения в карбонатных коллекторах при разработке месторождения	30
1.3 Механизм воздействия кислотных составов в пластовых условиях карбонатных коллекторов	34
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	43
2.1 Выбор участка для проведения кислотной обработки.....	43
2.2 Методика расчета кислотной обработки карбонатного коллектора.....	45
2.3 Интерпретация результатов соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов.....	52
2.4 Возможность использования дополнительных буферов в соляно-кислотной обработке.....	55
2.4.1 Опыт применение добавок к основному кислотном раствору.....	60
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X.....	63
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76

5.2 Производственная безопасность.....	78
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	79
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	83
5.2.3 Расчет заземления	84
5.3 Экологическая безопасность.....	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
Заключение	91
Список используемых источников.....	93
Приложение А	97

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом темпы добычи углеводородного сырья снижаются, а обводненность увеличивается. В связи с этим актуальность приобретает разработка карбонатных коллекторов с целью поддержания темпов добычи.

Особенностью карбонатных коллекторов является их сложное строение, которое обладает низкой проницаемостью, высокой степенью неоднородности, сложной структурой порового пространства, а также неоднородностью коллекторских фильтрационных характеристик. Так из-за неравномерного распределения проницаемости по толщине и площади приводит к неравномерной выработке запасов, оставляя низко проницаемые участки не затронутыми. А порово-каверново-трещинный тип коллектора приводит к быстрой обводненности флюида и как следствие снижению нефтеотдачи.

В основном, при разработке карбонатных коллекторов, в качестве методов интенсификации притока нефти используют различные виды кислотной обработки скважин. К этим методам относят соляно-кислотные, термокислотные, пенокислотные и другие виды кислотных обработок скважин. Кислотные обработки приводят к увеличению проницаемости, трещиноватости, что в свою очередь ускоряет процесс обводнения скважиной продукции.

Одним из таких методов является использование комбинированных двухстадийных полимеркислотных обработок. Целью которых является, на первой стадии обработки, селективное отключение водонасыщенных интервалов, а на второй – соляно-кислотное воздействие на нефтенасыщенную поровую породу для увеличения проницаемости карбонатного коллектора.

Цель работы – эффективность применения технологии соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

Задачи:

- 1) Проанализировать современные способы добычи нефти из карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях;
- 2) Выбрать и обосновать применение технологии интенсификации притока в карбонатных коллекторах;
- 3) Сформировать комплексный подход к эффективному применению соляно-кислотной обработки на нефтяном месторождении X.

Защищаемые положения:

1. Использование на скважине-кандидате №X кислотного раствора в объеме 15,8 м³, состоящего из соляной кислоты с концентрацией 15% с добавлением ингибитора коррозии В-2, интенсификатора Марвелан и уксусной кислоты, приводит к увеличению дебита скважины, при концентрации известняка и доломита равным 80,29% и 19,41% соответственно.

2. Увеличение дебита скважины-кандидата №X, после проведения соляной кислоты, с 62 м³/сутки до 76,6 м³/сутки, а также снижение скин-фактора с 5,1 до 2,74. Дополнительная добыча нефти за счёт обработки составила 6972 м³.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

НГДУ – Нефтегазодобывающее управление;

ГИС – Геофизические исследования скважины;

ВНИГНИ – Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт;

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

ОАО – Открытое акционерное общество;

АО – Акционерное общество;

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ПЗП – Призабойная зона пласта;

ПАВ – Поверхностно-активные вещества;

АСПО – Асфальто-смоло-парафиновые отложения;

НКТ – Насосно-компрессорные трубы;

ПРС – подземный ремонт скважины;

СКО – Соляно-кислотная обработка;

КВД – кривая восстановления давления;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

КРС – капитальный ремонт скважины;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПДК – предельно-допустимая концентрация.

1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Карбонатный коллектор – это горная порода, в основном образованная из доломитов и известняков, в которой фильтрация флюида происходит за счет трещиноватости (системы трещин). Так же хотелось бы отметить, что карбонатный коллектор обладает сложной структурой вертикальной послойной макро- и микротрещиноватостью.

Интенсификация добычи нефти – это комплекс мероприятий и методов воздействия на призабойную зону пласта, направленные на увеличение добычи нефти.

История разработки карбонатных коллекторов началась еще в начале 1950-х годов в связи с открытием залежей Спраберри в Западном Техасе и гигантских месторождений на Ближнем Востоке.[1]

Исследования и пробная эксплуатация карбонатных коллекторов верхнего девона НГДУ «Бавлынефть» были начаты еще в 1958-1960 гг. В пределах Бавлинского месторождения, залежь заволжского горизонта, была открыта в 1958 г. разведочная скважина, из которой был получен приток безводной нефти дебитом 3 т/сут. В 1960 г. была открыта залежь данково-лебедевского горизонта, при опробовании которой дебит безводной нефти составил 2 т/сут.[2]

Так же разработка карбонатных коллекторов, а именно доманиковых отложений, производилась на Купавном и Матросовском месторождении. На Купавном месторождении разработка данных отложений осуществлялась четырьмя добывающими скважинами. Стимуляция скважин проводилась посредством кислотных обработок. Залежь на Матросовском месторождении разрабатывалась двумя добывающими скважинами. На добывающих скважинах за весь период разработки доманиковых отложений выполнено пять обработок призабойной зоны по трем технологиям: обработка поверхностно-активным кислотным составом, кислотным составом

медленного действия, проведение направленного солянокислотного воздействия. В результате данных мероприятий получилось дополнительно добыть 4 тыс. т. нефти.

Разработка карбонатных коллекторов производилась на Кузайкинском месторождении. В разрезе пробуренных скважин №№ 14036,14037,14039,14042 (2013г.) на Байгашкинском поднятии по ГИС были выделены маломощные карбонатные коллекторы алексинского горизонта, которые имели эффективную толщину от 0,6 до 1,2 м, коэффициент пористости 6,8-13,9% , коэффициент глинистости 0,9-4,5%, и только лишь в одной скважине №14035 по комплексу ГИС дали однозначное заключение об их слабом нефтенасыщении: эффективная толщина 1,1м, коэффициент пористости 13,3%, коэффициент глинистости 0,9%, коэффициент нефтенасыщенности 54,3%. А на скважинах №№ 14038,14040, 14044, 11941 данный пласт вовсе не охарактеризован, видимо из-за маломощности, неясного характера насыщения и неоднозначности коллекторских свойств. После получения всех данных и комплексного анализа, в скважинах №№ 14042, 14044 и 14036 было произведено опробование в эксплуатационной колонне 2х кратная кислотная обработка (последовательно глинистая кислотная композиция и поверхностно-активная кислотная смесь). В результате чего получили среднесуточные притоки нефти в размере 2, 2,5 и 1,0 т/сут, соответственно. [3]

На территории Республике Татарстан, а именно на Бавлинском месторождении с 2012 года начали изучать «доманиковую толщу», которая является карбонатными отложениями среднефранского-верхнефаменского возрастов. В процессе разработки, в 40 скважинах было опробована нижняя часть доманиковой толщи (продуктивные пласты данково-лебединского горизонта). Дебиты нефти изменяются от 0,1 до 12,24 т/сут. В 33 скважинах опробована верхняя пачка доманиковой толщи (продуктивные пласты заволжского горизонта). Дебиты нефти изменяются от 0,05 до 10,8 т/сут. Так же с целью увеличения продуктивности в скважине 1144 (2013г.) была

произведена перфорация нижней пачки доманиковых отложений и произведен кислотный гидроразрыв пласта, с закачкой 72 м³ соляной кислоты. После чего дебит нефти составил 10,6 т/сут.[4]

В период 2006-2013 гг. на Урманском нефтяном месторождении расположенном на Нюрольской впадине, имеющая карбонатные коллектора палеозойский отложений, было проведено 11 скважинно-операций по обработке призабойной зоны соляной кислотой. Дебиты нефти по скважинам выросли от 1,5 до 120 т/сут. Дополнительная добыча нефти от применения соляно-кислотных обработок на призабойную зону пласта составила 32,4 тыс.т..

Таким образом, можно сказать, что разработка карбонатных коллекторов активно развивается в последнее время. Проводятся геофизические исследования скважин с целью выявления нефтенасыщенных коллекторов. После чего уже с помощью комплексных мероприятий добиваются притока нефти из скважины.

1.1 Геолого-физическая характеристика месторождений карбонатных коллекторов

1.1.1 Литологические и реологические особенности карбонатных коллекторов Западно-Сибирской нефтяной провинции

Вещественный состав породы

Основные минералы, слагающие карбонатную породу – это кальцит и арагонит CaCO₃, доломит CaMg(CO₃)₂, магнезит MgCO₃. Кроме основных породообразующих минералов в карбонатах присутствуют родохрозит MnCO₃, сидерит FeCO₃, смитсонит ZnCO₃, анкерит Ca(Mg,Fe,Mn)(CO₃)₂.

Кальцит является основным (иногда единственным) минералом карбонатных осадочных пород, особенно биогенных пород, и наравне с арагонитом входит в состав твердых частей кораллов и многих других организмов.



Рисунок 1 – Порода кальцит

Арагонит является неустойчивой модификацией карбоната кальция. Отличается от кальцита обликом кристаллов, отсутствием спайности и несколько повышенной твердостью, а от лучистых цеолитов – реакцией с соляной кислотой.



Рисунок 2 – Порода арагонит

Доломит кристаллизуется, образуя ромбоэдрические кристаллы, грани которых имеют форму ромбов и параллельны направлениям его совершенной спайности. Порошок доломита вскипает в соляной кислоте, куски в ней растворяются очень медленно, но растворимы в горячей кислоте.



Рисунок 3 – Порода доломит

Процессы карбонатообразования по способу накопления в морской среде приводят к образованию трех групп карбонатных пород. Распространена классификационная схема, объединяющая известняки, известково-доломитовые породы и доломиты. Для всех них одинаково справедливо подразделение на три основные генетические группы: хемогенные (или биохемогенные), органогенные и обломочные – с выделением четвертой генетически сложной группы переходных или смешанных карбонатных пород [5].

Группа хемогенных (или биохемогенных) карбонатных пород включает породы, карбонатная часть которых в основном (50 % и более) представлена химически или биохимически осажденным карбонатным материалом. В эту группу пород включены карбонатные образования типа оолитов, пизолитов, сгустков (<0,1 мм) и комков (0,1-1,0 мм), карбонатные илы.

Обширную группу органогенных карбонатных пород составляют породы, в которых 50 % и более карбонатной части принадлежит карбонатным органогенным остаткам [6]. В зависимости от того, представлены ли последние остатками животных организмов (фауны) или флоры (водоросли), органогенные карбонатные породы могут быть зоогенными, фитогенными или смешанными, фитозоогенными.

В подгруппе зоогенных карбонатных пород различаются известняки, сложенные целыми скелетными фрагментами, – биоморфные (цельнораковинные) либо их обломками – детритовые (при размерах обломков более 0,1 мм) и шламовые (с обломками менее 0,1 мм), а также смешанные биоморфно-детритовые, биоморфно-шламовые.

Дальнейшее подразделение зоогенных, фитогенных и фитозоогенных карбонатных пород осуществляется в соответствии с групповой принадлежностью органогенных остатков. К зоогенным карбонатам причислены копрогенные известняки, которые состоят не из скелетных остатков самих организмов, а из продуктов их жизнедеятельности.

Среди фитогенных (и фитозоогенных) карбонатных пород различаются собственно водорослевые (литотамниевые, кодиевые и прочие известняки) и их специфические разновидности – строматолитовые, онколитовые, микрофитолитовые известняки, известково-доломитовые породы и доломиты.

Обломочные карбонатные породы включают в себя известняки, доломиты и известково-доломитовые породы, которые на 50 % и более состоят из обломков карбонатных пород. Цементом их служит зернистый карбонатный материал.

Среди обломочных карбонатных пород можно различать седиментационные, т. е. первичные обломочные карбонатные породы, и катагенетические – вторично обломочные.

К вторично обломочным карбонатным породам относятся различные псевдоконгломераты и брекчии, возникшие за счет разрушения или раздробления уже сформированных карбонатных пород при тектонических деформациях либо в результате процессов выщелачивания.

Среди первичных обломочных карбонатных пород следует различать собственно терригенные (аллохтонные, экстракласты), образованные карбонатными обломками – продуктами разрушения прилегающей суши, и внутриформационные (автохтонные, интракласты). Последние возникают непосредственно на месте своего образования за счет подводного размыва уже уплотненных карбонатных осадков. Форменные образования обломочных пород представлены конгломератами и брекчиями (>1,0 мм), гравелитами (1,0-10,0 мм), песчаниками (1,0-0,1 мм) и алевролитами (0,1-0,01 мм).

Породы переходного или смешанного типа – это породы, в которых зернистый карбонатный материал имеет подчиненное значение, выступая в роли цемента, а преобладающий (> 50 %) «цементируемый» материал генетически различен. Он может принадлежать к хемогенным (биохемогенным) форменным карбонатным образованиям, органогенным остаткам и обломкам карбонатных пород. Обязательным при этом является присутствие их в значительных, примерно равных количествах.

Соответственно такие породы будут характеризоваться как органогенно-обломочные, комковато-органогенные и так далее.

Наиболее полная классификационная схема известково-доломитовых пород разработана во ВНИГНИ (рисунок 4).

Карбонатные осадочные горные породы — известняки и доломиты — подразделяются по вещественному составу, способу образования, структуре. В классификациях карбонатных пород по вещественному составу наряду с более или менее чистыми разновидностями отображены естественные, существующие в природе, смешанные карбонатные породы. Известняки (и доломиты), нередко содержащие примеси или заметные доли глинистого, сульфатного, кремнистого, реже обломочного материала, образуют смешанные глинисто-сульфатно-кремнисто- и обломочно-известняковые (или доломитовые) породы и занимают промежуточное положение между известняками и доломитами, с одной стороны, и глинистыми, сульфатными, кремнистыми и терригенными породами — с другой.

Для подразделения одно-, двух- и трехкомпонентных карбонатных пород по их химическому составу, были предложены схемы, нередко изображаемые в виде треугольных диаграмм. На диаграммах в качестве основных даны три компонента: известняк, доломит и нерастворимый в соляной кислоте остаток (глина, алеврит, песок). В большинстве классификационных треугольников приводится два ряда переходных пород между тремя основными компонентами: ряд, направленный от чистого известняка (или доломита) в сторону глины, через мергели, и ряд от известняка в сторону доломита (или магнезита).

Общепринятой классификации и терминологии карбонатных пород по их химическому и минералогическому составу до настоящего времени нет. Наиболее распространенные из опубликованных в Советском Союзе классификаций приведены в таблице 1 [7]. Так же в зависимости от разновидностей смешанных материалов сформированы дополнительные классификации, приведённые в таблице 2 и 3

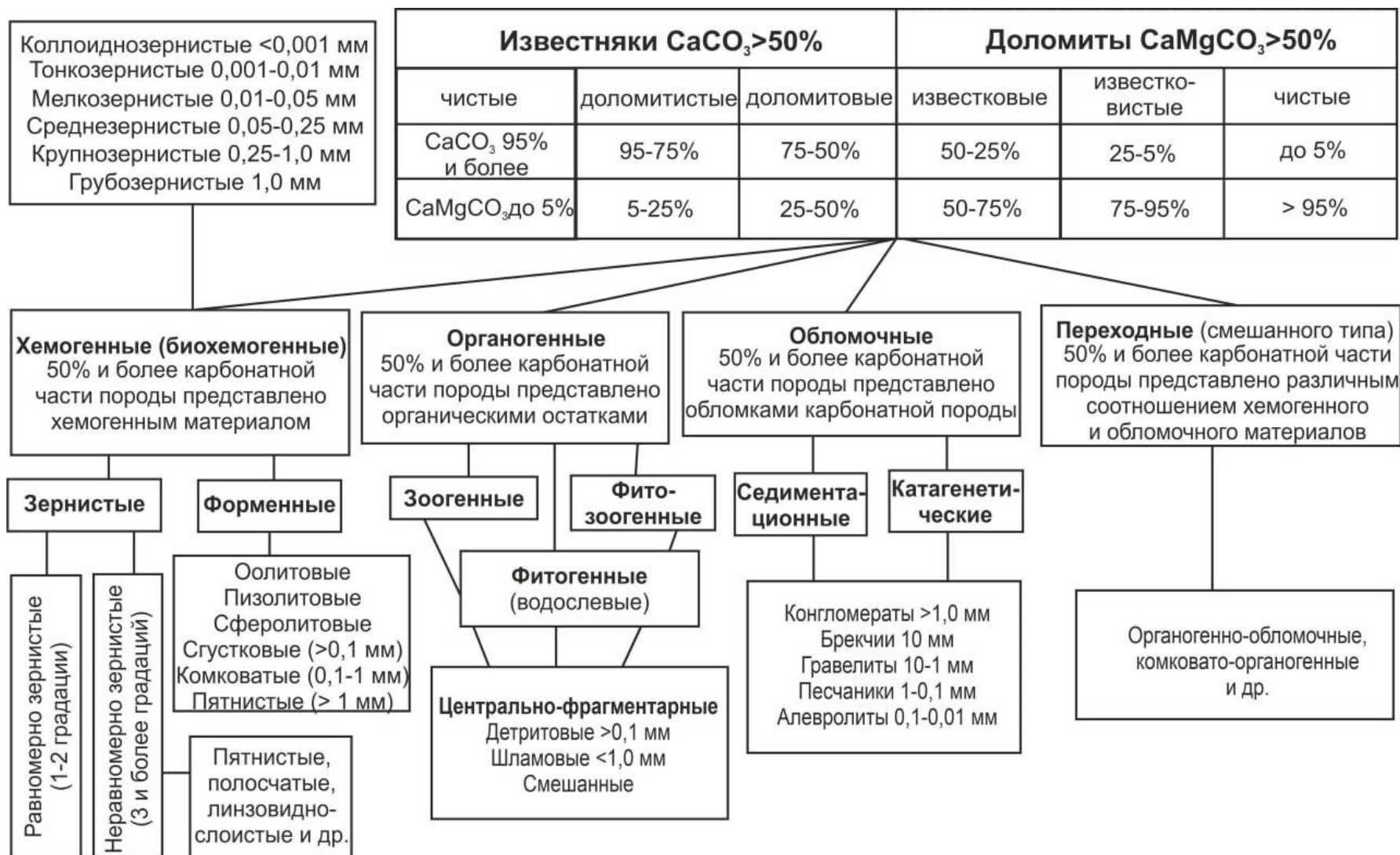


Рисунок 4 — Классификационная схема известково-доломитовых пород

Таблица 1 — Классификации известняково-доломитовых пород по химико-минералогическому составу [7]

Порода	Содержание, %		Порода	Содержание, %		Порода	Содержание, %	
	CaCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂		CaCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂		CaCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂
По М. Э. Ноинскому (1913)			По Г. И. Теодоровичу (1935)			По М. В. Муратову (1940)		
Известняк	95-100		Известняк	95-100	5-0	Известняк	80-100	20-0
Доломитовый известняк	50-95		Слабодоломитовый известняк	80-95	20-5	Доломитовый известняк	50-80	50-20
Известковый доломит	5-50		Доломитовый известняк	65-80	35-20	Известковый доломит	20-50	80-50
Доломит	0-5		Сильнодоломитовый известняк	50-65	50-35	Доломит	0-20	100-80
По С.Г. Вишнякову (1933)			Сильноизвестковистый доломит	35-50	65-50			
Известняк	95-100	5-0	Известковистый доломит	20-35	80-65			
Доломитистый известняк	75-95	25-5	Слабоизвестковистый доломит	5-20	95-80			
Доломитовый известняк	50-75	50-25	Доломит	0-5	100-95			
Известковый доломит	25-50	75-50	Доломит					
Известковистый доломит	5-25	95-75						
Доломит	0-5	100-95						

Таблица 2 — Подразделения известняков (доломитов), содержащих примесь кремнистого вещества

Порода	Содержание известково-доломитового компонента, %	Порода	Содержание, %	
			CaCO ₃	кремнезема (хемогенного или органогенного)
По С. Г. Вишнякову (1957)		По Г. И. Теодоровичу (1958)		
Кремень (силиколит)	0-5	Известняк (доломит)	100-95	0-5
Кремень известковистый (доломитистый)	5-25	Кремнистый известняк (доломит)	95-50	5-50
Кремень изветсковый (доломитовый)	25-50	Известковистый (доломитистый) силицит	50-5	50-95
Известняк (доломит) кремневый	50-75	Силицилит	0-5	100-95
Известняк (доломит) кремнистый	75-90			
Известняк (доломит)	95-100			

Таблица 3 — Классификация основных разновидностей известково-доломитовых пород в смеси с гипсом, магнезитом и сидеритом по С. Г. Вишнякову (1957)

Содержание известково-доломитового компонента %	Гипсово-карбонатные породы	Магнезиально-доломитовые (известковые) породы	Сидерито-известковые (доломитовые) породы
0-5	Гипс	Магнезит	Сидерит
5-25	Гипс доломитистый (известковистый)	Магнезит доломитистый (известковистый)	Сидерит известковистый
25-50	Гипс доломитовый (известковый)	Магнезит доломитовый (известковый)	Сидерит известковый
			Известняк сидеритовый
50-75	Доломит (известняк) гипсовый	Доломит (известняк) магнезитовый	Известняк сидеритистый
75-95	Доломит (известняк) гипсистый	Доломит (известняк) магнезитистый	
95-100	Известняки и доломиты		

1.1.2 Механизм фильтрации флюида в карбонатных коллекторах

Формирование пористости карбонатных пород происходит в четыре главных этапа (гипергенез → седиментогенез → диагенез → катагенез) с дальнейшими постседиментационными преобразованиями (уплотнение и цементация, перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация и сульфатизация, выщелачивание, трещинообразование). Рассмотрим эти этапы и их следствия [5].

Седиментогенез – это процесс образования осадка. На формирование пустотного пространства и его структуру на этой стадии большое влияние оказывает гидродинамика среды осаждения. Слабая гидродинамика и подвижность осадка приводят к осаждению тонкозернистого карбонатного материала (пелитоморфные, тонкозернистые известняки и илы), у которых размер пор равен размерам карбонатных частиц ($\approx 10^{-3}$ мм).

Диагенез в соответствии с представлениями Н. М. Страхова – это все процессы, происходящие в осадке сразу после его образования до момента полной его литификации и превращения в породу. При диагенезе происходит уплотнение осадка и снижение объема порового пространства как реакция на более плотную упаковку зерен при возрастании горного давления. Уплотнение осадка сопряжено с процессом цементации, который происходит за счет поступления дополнительного карбонатного вещества с метеорными и морскими водами, что ведет к снижению пористости и литификации пород.

При диагенезе образуется два вида трещиноватости: литогенетическая, приводящая к образованию микротрещин, и тектоническая, сопровождаемая мезо- и макротрещинами. Следующая за диагенезом стадия – это катагенез.

Катагенез – стадия химико-минералогического преобразования осадочных пород до превращения их в метаморфические породы. Катагенез сопровождается перекристаллизацией, кальцитизацией и сульфатизацией пород, выщелачиванием и доломитизацией, а также трещинообразованием. Содержание цемента может достигать 30 % от общего объема породы и

составляет половину твердой фазы. Выщелачивание на этой стадии – один из главных процессов, ведущий к образованию каверновой пористости.

Доломитизация, или замещение кальция на магний, происходил в результате воздействия магнийсодержащих вод. Изменение структуры порового пространства происходит по реакции Гайдингера (1) или Мариньяка (2):



Величина катагенетической пористости при доломитизации зависит от состава магнийсодержащих растворов. Если доломитизация идет по реакции Мариньяка, то образующийся хлорид кальция из-за высокой растворимости выносится, пористость возрастает. Если же действует схема Гайдингера, образуются сульфаты кальция, частично заполняющие поры и снижающие пористость.

По данным Н. П. Запивалова наибольшее значение для изменения фильтрационных и емкостных свойств имеет доломитизация. Он считает, что, по существу, это метасоматоз, который происходит путем замещения иона кальция ионом магния.

В метасоматических доломитах часто образуются поры размером 0,2–0,8 мм и каверны размером более 1,0 мм.

Конечной стадией катагенетических преобразований является процесс образования трещин.

Трещиноватость обеспечивает связь между пористыми участками, в ряде случаев вдоль трещин образуются пустоты выщелачивания, стилолитовые швы. Трещинная пустотность обычно невелика.

Трещинная пористость:

$$m_{\text{трещ}} = \frac{V_{\text{трещ}}}{V_{\text{общ}}} \quad (3)$$

где, $V_{\text{трещ}}$ – объем трещин; $V_{\text{общ}}$ – общий объем породы.

Пористость m_m и проницаемость k_m чисто трещиноватых пластов

определяется плотностью трещин Γ , геометрией систем трещин в породе и их средним раскрытием δ .

Коэффициент проницаемости изотропного трещиноватого пласта выражается через плотность трещин и их среднее раскрытие соответственно:

$$k_m = \frac{\theta \cdot \Gamma \cdot \delta^3}{12} = \frac{m_m \cdot \delta^2}{12} \quad (4)$$

где, θ - коэффициент, учитывающий геометрию систем трещин и принимающий значения $1 \leq \theta \leq 3$.

Трещины, наблюдаемые в карбонатных породах, могут быть полностью или частично заполнены («залечены») различными минеральными веществами (карбонатом, кварцем, сульфатами и т. п.), глинистым материалом либо черным метаморфизованным органическим веществом. Все они именуется минеральными. Наряду с ними могут различаться трещины, остающиеся полыми — открытые. К последним относятся также трещины, заполненные коричневым или желтым битумом (нефтью). Виды трещин представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Виды трещин

Раскрытость минеральных трещин варьируется в очень широких пределах: от долей миллиметра до 1 см и более. Раскрытость открытых трещин, как правило, не превышает 20—25 мкм, т. е. 0,02—0,025 мм (микротрещины). По раскрытости трещины подразделяются на капиллярные (от 0,005 до 0,01 мм или 5—10 мкм), субкапиллярные (от 0,01 до 0,05 мм или 10—50 мкм), а также волосные (от 0,05 до 0,15 мм или 50—150 мкм) [8].

Преобладающее большинство УВ-залежей палеозойского комплекса, приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород. Важнейшими факторами, влияющими на образование таких ловушек, являются резко расчлененный эрозионно-тектонический рельеф, сформировавшийся в результате избирательной эрозии пород и дизъюнктивной тектоники, а также несогласное залегание вышележащих пород. Коллекторами служили, как правило, гидротермально или катагенетически измененные породы и коры выветривания пород, развитых на эрозионных выступах [9].

В позднепалеозойское и раннемезозойское время рассматриваемая территория была относительно приподнятой и подвергалась процессам денудации с образованием площадных кор выветривания, мощность которых по данным различных исследователей достигала от 5-20 м на сводах до 80-100 м на склонах структур. Наличие многочисленных разноамплитудных и разноориентированных тектонических нарушений, а также их неоднократная попеременная активизация, происходившая в пермотриасовый, юрский, меловой и новейший этапы геологического развития, обусловили мелкоблоковый характер этих выступов, способствовали внедрению многочисленных интрузий и проявлению газовых эманации, инициировали многократную проработку исходных пород вторичными процессами. Это способствовало формированию специфических коллекторов порово-трещинного, трещинного, порово-кавернозно-трещинного типов и их резкой вертикальной и латеральной дифференциации от непроницаемых разностей до коллекторов.

Данный текст отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

Уравнение дебита, при установившейся фильтрации жидкости и газа в деформируемом трещиноватом пласте можно представить как [11]:

$$Q = \frac{2\pi k_{m0} h (p_k - p_c) \left[1 - \frac{3\beta}{2} (p_k - p_c) \right]}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (5)$$

где, Q – дебит скважины; h – толщина пласта; P_k – давление на контуре питания скважины; P_c – давление на забое скважины; R_k – радиус контура питания скважины; r_c – радиус скважины; $\beta = \beta_m l / \delta_0$ – комплексный параметр трещиноватой среды; μ – вязкость; δ_0 – раскрытие трещины при давлении p_0 ; l – среднее расстояние между трещинами; $\beta_m = (1 - 2\sigma) / E$ – упругая константа; E – модуль Юнга; σ – коэффициент Пуассона.

Комплексный параметр трещиноватой среды, зависит от упругих свойств и геометрии трещин. Среднее расстояние между трещин показывает, насколько много трещин в пласте и как следствие, при большем количестве трещин фильтрация будет проходить интенсивнее и дебит будет больше. Упругая константа показывает, насколько порода устойчива к деформациям, и чем меньше данный параметр, тем порода меньше влияет на сжатие трещины и снижение фильтрации в пласте. Параметр раскрытости трещины при начальном давлении с точки зрения фильтрации показывает ширину трещины, через которую проходит флюид и чем больше она, тем больше проницаемость пласта, а следовательно, и дебит будет больше.

Проанализировав несколько месторождений карбонатных коллекторов, можно сказать, что пористость изменяется от 0,003 до 0,33 д. ед., а нефтенасыщенность в среднем составляет 0,6 д. ед. (Таблица 4). Проницаемость 0,2-5,5 мД.

Таблица 4 — Фильтрационно-емкостные свойства пластовой нефти месторождений

Месторождение	Пласт	Коэффициент пористости, д. ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.
Южно-Табаганское	M ₁ ¹	0,1	0,6
	M ₁ ¹	0,14	0,74
	M ₁ ²	0,11	0,62
	M ₁ ³	0,003	0,9
Северо-Калиновое	M	0,16	0,6
	M ₁	0,07	0,6
Урманское	M ₁	0,2	0,6
	M ₁	0,2	0,6
	M	0,33	0,6
Юрубчено-Тохомское	M ₁ (P ₂)	0,22	0,9

Проведенные в ОАО «Новосибирскгеология» исследования керна скважин на Малоичской площади, вскрывших палеозойский комплекс пород мощностью 1760 м, показали, что известняки относятся в основном к низкопоровым коллекторам, а емкостные свойства определяются вторичной трещиноватостью и кавернозностью, роль которых возрастает в зоне влияния интрузивных тел. При этом, если значения открытой пористости возрастают от 1 до 10 %, то трещинная проницаемость составляет $(1,1-86,1) \cdot 10^{-3}$ мкм². Там, где нет магматических пород, трещинная проницаемость невысокая $(0,13-1,20) \cdot 10^{-3}$ мкм². Магматические породы (диабазы, гиалобазальты) в свою очередь непроницаемы и характеризуются как породы-покрышки. Их влияние на коллекторские свойства наглядно проявилось при испытании скважины 2 Малоичская, где в интервале 2857-2865 м, включающем тело диабазовых порфиритов (интервал 2858-2863 м), был получен приток нефти дебитом 38 м³/сут.

Малоичская структура расположена в юго-западной части Нюрольского бассейна и представляет собой приподнятую зону палеозойских образований

на современном срезе, осложненную рядом вершин. Блоковый характер подчеркивается большими углами падения пород вблизи разломов, разнообразием состава разновозрастных отложений, выходящих в отдельных блоках на доюрскую поверхность. В разрезе скважины 4 Малоичская по данным промыслово-геофизических исследований вскрытых отложений палеозоя, сложенных карбонатами верхнего и среднего девона, выделяется несколько продуктивных пластов, которые индексируются буквой М и соответствуют следующим интервалам глубин: М₁ – 2842-2852 м, М₂ - 2859-2870 м, М₃ -2885-2900 м, М₄ - 2935-2965 м. В верхнесилурийских карбонатных отложениях продуктивен интервал глубин 4520-4560 м, индексируемый буквой С. Пласты М₁ и М₂ расположены в зоне контакта палеозойских и мезозойских образований, остальные относятся к внутripалеозойским залежам. В палеозойских отложениях присутствуют высокие значения депрессий.

1.1.3 Результаты исследования керна на месторождениях

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

1.1.4 Физико-химические свойства нефти

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

1.2 Осложнения в карбонатных коллекторах при разработке месторождения

Важными осложнениями при разработке нефтяных месторождений с карбонатным типом коллектора являются: малая пористость, трещиноватость, неоднородность. Так при естественном режиме добычи нефтеотдача достигает 12-15%, а при применении методов интенсификации не превышает 25-29%.

В карбонатных коллекторах наблюдается явление анизотропии трещин, что в свою очередь приводит к быстрой обводненности продукции. При разработке объектов одной из причин ускоренного обводнения является высокопроницаемые пропластки и системы трещин, по которым происходит прорыв пластовых и нагнетаемых вод. Эксплуатация отдельных скважин и залежи в целом также может осложняться наличием подошвенной воды, которая конусообразно подтягивается к призабойной зоне и поступает в скважину, что приводит к преждевременному обводнению и, как следствие, к уменьшению нефтеотдачи [12]. Для карбонатных коллекторов характерно слоистое строение продуктивных толщ, неоднородность по толщине, поэтому в процессе разработки происходит неравномерная послойная выработка запасов.

Снижение проницаемости коллектора, ведет к осложнениям в процессе разработки. Одной из причин является деформация коллектора, а именно смыкание естественных трещин при снижении забойных и пластовых давлений, в процессе разработки. Другой причиной является загрязнение призабойной зоны. 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. Так 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.

В призабойной зоне пласта наблюдаются наибольшие перепады давления. Вследствие влияния минерализации и высоких давлений, происходит процесс интенсивного выпадения и скопления солей в ПЗП. За счет минерализации происходит формирование мелких «зародышей» (ассоциатов). С достижением предельной для данных условий насыщенности на поверхности оборудования или в объеме жидкости практически мгновенно возникает множество мелких частиц, которые выступают центром кристаллизации. Процесс диффузии растворенного вещества из объема раствора к поверхности ассоциатов является причиной роста кристаллов. Значительное влияние на их рост оказывают: степень перенасыщенности растворов, начальная величина «зародыша», наличие примесей, шероховатость поверхности оборудования и т.д.

Образование отложений CaCO_3 происходит вследствие:

- а) падения давления, при котором высвобождается CO_2 ;
- б) изменение давления или температуры, что приводит к ухудшению растворимости. С повышением температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок;
- в) смешивание двух жидкостей, несовместимых по химическому составу;
- г) увеличение рН (водородного показателя) пластовых и сточных вод;
- д) применение ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита.

Карбонат кальция (CaCO_3) можно разложить на углекислый газ (CO_2) и негашеную известь (CaO) при нагреве до 900-1000 °С или при реакции с

углеродом при температуре 1500 °С образуя карбит кальция (CaC_2) и угарный газ (CO). Естественно, в условиях пласта, создание таких температур проблематично. Одним из способов преобразования нерастворимой соли является увеличение концентрации углекислого газа (CO_2), который совместно с водой вступает в реакцию с карбонатом кальция (CaCO_3) и образует раствор гидрокарбоната кальция ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$), однако при уменьшении углекислого газа реакция протекает в обратном направлении. Поэтому наиболее простым и надежным способом растворения отложений CaCO_3 является обработка соляной кислотой.

Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

Одной из причин осложнений процесса разработки карбонатных коллекторов Западной Сибири, являются физико-химические свойства нефти. Нефть является высокопарафинистой, что приводит к образованию АСПО на стенках НКТ, из-за этого происходит уменьшение диаметра НКТ и создается сопротивление движению потока флюида.

Одним из признаков определяющих загрязнения ПЗП является скин-фактор. Кислотные обработки проводятся при значениях скин-фактора от -1 до 5. Предел результата, которого можно достичь от кислотной обработки, может быть $S = -3$. Типовые значения скин-фактора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Типовые значения скин фактора

Значения	Интерпретация
$S > 10$	Механические проблемы
$S - 5$	Серьезные загрязнения ПЗП
$S - 1-2$	Умеренные загрязнения ПЗП
$S > 0$	Загрязнения ПЗП
$S < 0$	Интенсификация притока
$S - -3$	Предел для кислотной обработки
$S - -4$	Хороший ГРП
$S - -5,5$	Нижний предел

Основными причинами загрязнения ПЗП в добывающих скважинах является [13]:

- Проникновение бурового раствора и блокировка поровых каналов;
- Набухание глин при контакте с фильтратом бурового раствора;
- Химическое осаждения – например, выпадение CaCO_3 и BaSO_4 ;
- Продвижение песчаных частиц к стволу скважины;
- Сжатие породы;
- Повреждение породы при перфорации;
- Отклонение от ламинарного течения (в основном в газовых скважинах).

1.3 Механизм воздействия кислотных составов в пластовых условиях карбонатных коллекторов

Для обработки карбонатного пласта к растворам предъявляют ряд специфических требований. Основные требования к жидкостям:

- высокая растворяющая способность;
- возможность регулировать скорость их реакции с карбонатной породой;
- продукты реакции не должны загрязнять ПЗП и легко удаляться из порового пространства;
- технологичность приготовления и хранения в промышленных условиях.

Наиболее широко для обработки карбонатных коллекторов используется соляная кислота, реакция которой с породой протекает по следующим уравнениям (6-8):



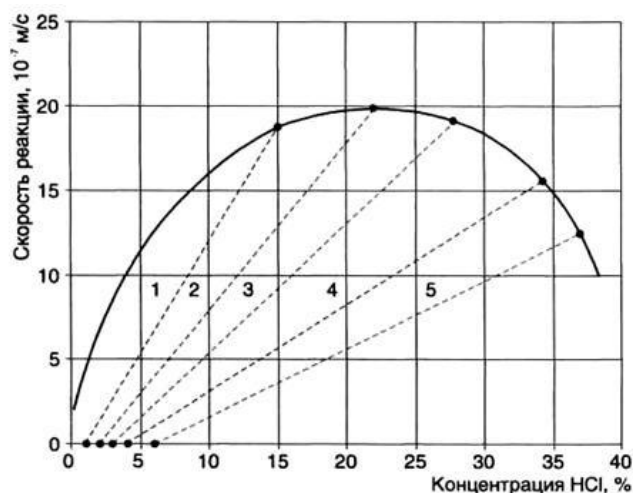
Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) — это соли, хорошо растворимые в воде - носители кислоты, образующейся в результате реакции. Выделяющийся при этом CO_2 оказывает положительное влияние на эффективность обработки, поскольку обладает хорошими

нефтевытесняющими свойствами, а также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах 10 - 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15 %-ного раствора HCl равна минус 32,8 °С.

От концентрации кислоты зависит не только коэффициент растворимости, но и скорость реакции. В результате экспериментальных исследований было установлено, что скорость реакции растворов соляной кислоты возрастает при увеличении концентрации до 24-28 %. Вне этих пределов скорость реакции уменьшается (зависимость приведена на рисунке б). Скорость реакции резко уменьшается по мере отработки кислоты. Скорость реакции 15 % соляной кислоты при начальной концентрации почти в два раза выше, чем при эквивалентной концентрации 15 % соляной кислоты, полученной при отработке 28 % соляной кислоты. Чем выше начальная концентрация кислоты, тем ниже скорость реакции кислоты при её частичной отработке. Это уменьшение скорости реакции кислоты объясняется замедляющим влиянием ионов продуктов реакции, насыщающих раствор по мере отработки более концентрированной кислоты. Поэтому при использовании эквивалентного количества кислоты двух различных концентраций время отработки более сильной кислотой будет большим.

Высокие концентрации раствора приводят к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов CaCl₂ и MgCl₂, которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, существенно возрастает коррозия оборудования и труб.



1 - концентрация $C_0 = 15 \%$; 2 - $C_0 = 22 \%$; 3 - $C_0 = 28 \%$; 4 - $C_0 = 34 \%$; 5 - $C_0 = 37 \%$

Рисунок 6 – Влияние концентрации соляной кислоты на скорость реакции с карбонатными породами

Например, время отработки 28 % соляной кислоты при прочих равных условиях будет в два раза большим, чем эквивалентного количества 15 % кислоты. При использовании более сильной кислоты наблюдается большее увеличение ширины трещин и каналов, а это приводит к уменьшению отношения поперечного сечения к объему, т.е. площадь поверхности, доступная для обработки, уменьшается и, следовательно, время отработки кислоты возрастает. Таким образом, время отработки 28 % соляной кислоты фактически увеличивается более чем в пять раз по сравнению с временем отработки 15 % кислоты [14].

Соляная кислота при взаимодействии с известняком образует хлористый кальций и двуокись углерода, которые влияют на эффективность обработок. При равных объемах более концентрированная кислота образует большее количество этих продуктов, поскольку 28 % кислота растворяет вдвое больше известняка, чем 15 %, следовательно, и концентрация продуктов реакции вдвое больше.

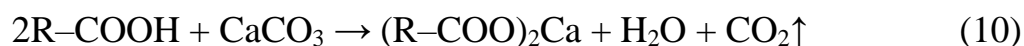
Скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой сильно возрастает при повышении температуры реакции, поэтому обычную соляную кислоту не используют при температурах выше 80 °С. Высокая скорость ре-

акции негативно сказывается на эффективности обработки, поскольку вся кислота расходуется в непосредственной близости от ствола скважины и не увеличивает проницаемость ПЗП в должной мере. Для снижения скорости реакции с породой в рабочие растворы соляной кислоты добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые ингибируют поверхность породы от интенсивного воздействия соляной кислоты, препятствуют ее преждевременной выработке и способствуют более глубокому проникновению в пласт.

Преимуществами соляной кислоты являются относительно невысокая стоимость и широкая доступность. К недостаткам относится высокая скорость реакции с породой при пластовых температурах, которая не позволяет кислоте проникнуть глубоко в пласт, высокая скорость коррозии стали, приводящая к преждевременному износу оборудования, образование осадков при контакте с пластовыми флюидами, а так же вторичное осадкообразование с ионами трехвалентного железа и высокое межфазное натяжение кислотных составов на границе с углеводородной фазой.

Помимо соляной кислоты, в качестве технологических жидкостей для обработок карбонатных коллекторов могут применяться карбоновые кислоты (реакция 10). Одним из их преимуществ является более низкая скорость реакции с карбонатной породой в сравнении с соляной кислотой, что обеспечивает значительное увеличение длительности действия кислотного состава при повышенных температурах, способствует глубокому проникновению кислотного состава в пласт и как следствие – увеличивает эффективность кислотной обработки [15].

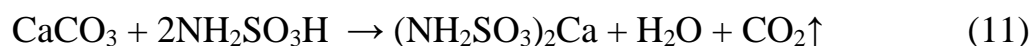
В настоящее время разработаны составы на основе сложных эфиров карбоновых кислот, медленно разлагающиеся в пластовых условиях с выделением кислоты (реакция 9):



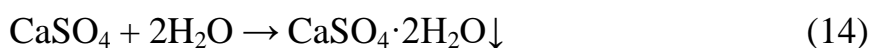
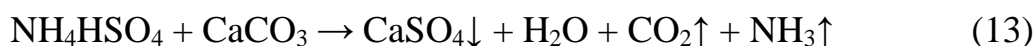
Реакция гидролиза обратима и протекает в присутствии ионов водорода, поэтому в состав обычно добавляют 1-5% соляной кислоты.

Карбоновые кислоты, и составы, генерирующие карбоновые кислоты в пластовых условиях, используются для обработки высокотемпературных и низкопроницаемых карбонатных коллекторов, использование соляной кислоты для обработки которых оказывается неэффективным по причине слишком высокой скорости реакции с карбонатами.

Для обработки низкотемпературных коллекторов с невысокой проницаемостью используют сульфаминовую кислоту (реакция 11), чья низкая скорость реакции с породой позволяет составу проникать глубоко в пласт:



При температуре выше 60 °С происходит гидролиз сульфаминовой кислоты с образованием гидросульфата аммония (реакция 12), который, в ходе дальнейших превращений образует малорастворимый сульфат кальция (реакция 13), переходящий в гипс в результате гидратообразования (реакция 14):



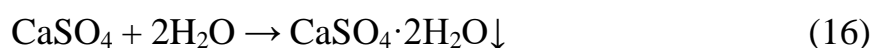
При обработках сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция.

Помимо более низкой скорости реакции с карбонатами, преимуществами карбоновых и сульфаминовой кислот является их более низкая коррозионная активность. К числу преимуществ сульфаминовой кислоты относится возможность хранить ее в сухом виде, что снижает риск

загрязнения кислотного состава солями железа, образующимися при длительном хранении жидких кислот. Скорость коррозии стали для сульфаминовой кислоты значительно ниже, чем у соляной, поэтому ее рекомендовано использовать при многократных кислотных обработках.

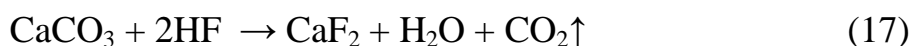
Использование серной кислоты для обработки карбонатных коллекторов связано с рядом моментов, которые следует учитывать при обработке.

С одной стороны, серная кислота достаточно активно реагирует с углеводородами ароматического ряда, в результате чего в пористой среде образуются анионактивные ПАВ: алкилсульфоокислоты, алкиларилсульфоокислоты, которые способствуют улучшению нефтеотмывающих свойств закачиваемой вслед за H_2SO_4 воды.



С другой стороны, применение серной кислоты приводит к выпадению гипса в скважине и промышленном оборудовании (реакции 15, 16), а также повышенному коррозионному разрушению отдельных узлов оборудования и цементного камня. Кроме того, H_2SO_4 в 1,5 раза тяжелее HCl , что затрудняет ее транспортировку. Принципиальное условие применимости закачки H_2SO_4 с точки зрения коррозии – недопустимость поступления разбавленной кислоты к забоям добывающих скважин [15].

Использование плавиковой кислоты в процессе кислотной обработки карбонатных коллекторов приводит к образованию нерастворимого осадка фтористого кальция, реакция 17:



В свою очередь, получившийся осадок будет негативно влиять на процесс кислотной обработки, а именно закупоривать поры, поэтому данную кислоту не рекомендуют использовать в карбонатных коллекторах.

Влияние термобарических условий на проведение кислотных обработок

На скорость протекания реакции при соляно-кислотной 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 7 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 [16].

Время нейтрализации кислотных растворов резко снижается (в 4 раза и более) по мере увеличения пластовой температуры от 25°С до 90–100°С и выше, ограничивая тем самым глубину проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии, что приводит к снижению эффективности обработки глубокозалегающих карбонатных пластов.

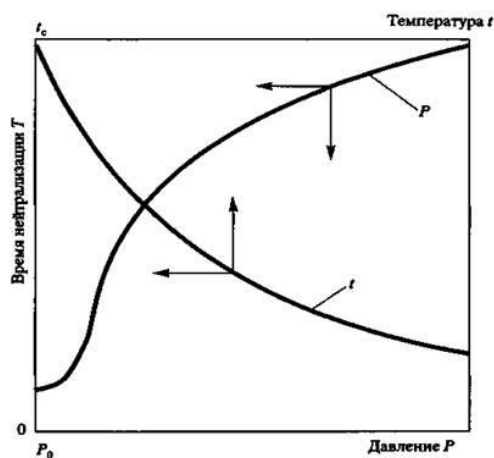
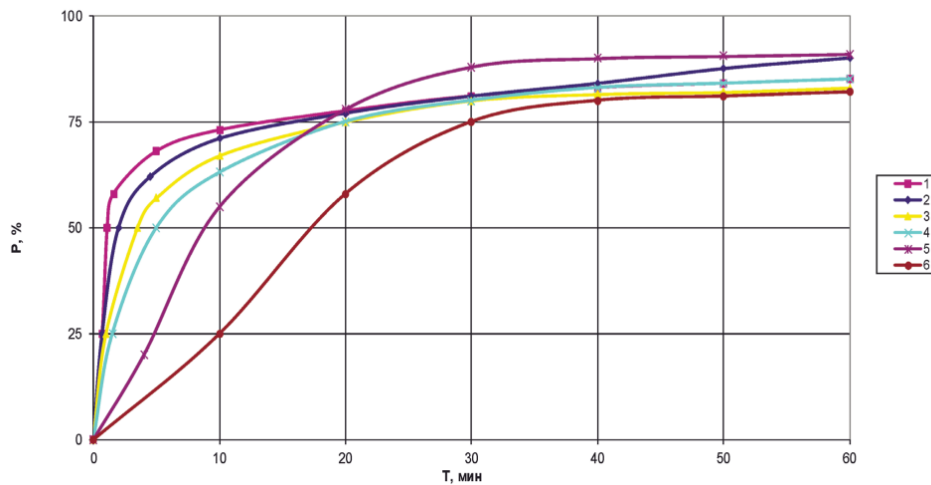


Рисунок 7 – Графическая зависимость влияния давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора t_c – 20 °С; P_0 – атмосферное давление

Исследование кинетики растворения карбонатов в кислотных растворах показало, что наибольшая скорость растворения породы наблюдается в течение первых 25–30 минут и степень растворимости карбонатов для 14%-й соляной кислоты составляет 79,0%, для 14%-й соляной кислоты + 12%-го хлористого кальция –77,0% (рисунок 8). Спустя 30 минут степень растворимости карбонатов резко замедляется, а через час процесс практически прекращается, и объем растворенного вещества достигает 80–90 % от исходного [17].



1 - 14% HCl; 2 - 14% HCl+12% CaCl₂; 3 - 14% HCl+2,5% КМЦ; 4 - 14% HCl+2% ОП-4; 5 - 14% HCl + 2% ОП-10; 6 - 14% HCl + 1% сульфенол

Рисунок 8 - Зависимость растворимости карбонатной породы от времени и состава кислоты

Максимальная глубина проникновения кислоты в активном состоянии функционально связана с объемной скоростью ее закачки в пласт, временем нейтрализации кислотного раствора и удельным объемом закачиваемой кислоты:

$$V = Q \cdot T = \pi \cdot (r_p^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (18)$$

При этом глубина проникновения кислоты в пласт определяется из соотношения:

$$L = (r_p - r_c) = \frac{Q \cdot T}{\pi \cdot m \cdot h \cdot (r_p + r_c)} \quad (19)$$

где, m – пористость пласта в долях единицы; h – толщина обрабатываемого интервала пласта; Q – объемная скорость закачки кислоты в пласт; r_p – радиус проникновения кислоты в пласт в активном состоянии; r_c – радиус скважины; T – время нейтрализации кислоты; V – объем закачиваемой кислоты в пласт; $\pi = 3,14$.

Время нейтрализации кислоты показывает время, за которое кислота полностью прореагировала с породой с выделением продуктов реакции. Продолжительность пребывания кислотного раствора в пласте, так же зависит и от температуры:

- при $t = 20\text{--}30^\circ\text{C}$ $T = 1,5\text{--}2,0$ часа;
- при $t = 30\text{--}50^\circ\text{C}$ $T = 1,0$ час;
- при $t = 51\text{--}75^\circ\text{C}$ $T = 0,5\text{--}1,0$ час;
- при $t = 75\text{--}100^\circ\text{C}$ $T = 0,5$ час;
- при $t > 100^\circ\text{C}$ $T < 0,5$ час.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

2.1 Выбор участка для проведения кислотной обработки

Важными критериями при подборе скважин-кандидатов на проведения кислотной обработки являются снижения дебитов и продуктивности, увеличение скина и обводненности. Основные параметры для выбора скважин-кандидатов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Критерии выбора скважин-кандидатов для проведения кислотной обработки

№	Параметр работы скважин	Желательный диапазон
1	Текущее пластовое давление в долях от гидростатического, %	более 60
2	Текущее пластовое давление в долях от начального, %	более 60
3	Текущий дебит по жидкости, м ³ /сут. (для получения рентабельного прироста)	> 10
4	Текущий дебит по нефти, т/сут. (для получения рентабельного прироста)	> 5
5	Снижение дебита жидкости за последние 9-12 месяцев или от последнего ПРС, %	более 30%
6	Снижение дебита нефти за последние 9-12 месяцев или от последнего ПРС	более 30%
7	Рост обводненности за последние 9-12 месяцев или от последнего ПРС	менее 10%
9	Расстояние до изолированного обводненного интервала ниже объекта обработки, м	более 10
10	Расстояние до изолированного обводненного интервала выше объекта обработки, м	более 10
11	Расстояние до водоносного (газоносного) горизонта, м	более 15
12	Негерметичность эксплуатационной колонны	отсутс.
13	Обводненность, %	менее 80%
14	Наличие изолированного обводненного интервала	отсутс.
15	Снижение коэффициента продуктивности от первоначального	Более 30%
16	Скин-фактор	От -1 до 5

При выборе скважин-кандидатов смотрят на дебит жидкости и нефти, для того чтобы сама кислотная обработка была рентабельная. С очень низкими дебитами, возможный прирост не сможет покрыть затраты компании на саму обработку.

Отсутствие негерметичности эксплуатационной колонны необходимо, для исключения перетоков и воздействия на незапланированные участки пласта. Так же выбор участка с отсутствующим изолированным обводненным интервалом, предотвращает возможное взаимодействие кислоты с изолированным материалом и его разрушение.

Так же акцент делает на обводненности скважины, которая должна быть менее 80%. Это связано с тем, что после кислотной обработки возможно резкое повышение обводненности из-за увеличения проницаемости, что в свою очередь может привести к уменьшению срока рентабельной работы скважины.

Увеличение скин-фактора от -1 до 5, а также снижения дебита жидкости, нефти, коэффициента продуктивности, говорит нам о том, что произошло засорение призабойной зоны пласта. А рост низкий рост обводненности говорит, что причина снижения дебита нефти не из-за прорыва воды.

Ограничения по расстоянию изолированных обводненных интервалов сверху и снизу, а также расстояние до водоносного (газоносного) горизонта снижают риски возникновения снижения эффекта от обработки, связи с прорывом воды или газа к скважине.

Таблица 11 – Исходные данные скважины – кандидата на месторождении X

Параметр	Индекс	Значение	Ед. из.
Плотность нефти в пл. усл.	ρ_n	855	кг/м ³
Плотность воды в пл. усл.	ρ_v	1027	кг/м ³
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	$D_{эк}$	168	мм
Глубина кровли пласта	H	3009	м
Внутренний диаметр НКТ	$d_{нкт}$	62	мм
Пористость	m	0,1	доли ед.
Проницаемость пласта	k	0,019	мкм ²
Эффективная толщина пласта	h	15,8	м
Пластовое давление	P_c	31,8	МПа
Забойное давление	P_{wf}	23,6	МПа
Давление насыщения	P_b	18	МПа
Радиус контура	R_c	280	м
Вязкость нефти	μ_n	1,36	мПа*с

Продолжение таблицы 11

Объемный коэффициент нефти	b	1,28	доли ед.
Дебит нефти	Q	62	м ³ /сут
Радиус скважины	r _{гв}	0,2	м
Угол экспоненты		0,0004	
Плотность кислотного раствора HCL 100%	ρ _{кис}	1072	кг/м ³
Плотность доломита	ρ _{дол}	2500	кг/м ³
Плотность известняка	ρ _{изв}	2000	кг/м ³
Концентрация HCL		0,15	доли
Товарная концентрация HCL		0,275	доли
Скорость закачки	q	6,85	л/сек
Стехиометрический коэффициент для известняка	g _{изв}	4	
Стехиометрический коэффициент для доломита	g _{дол}	2	
Концентрация известняка	y	80,29	%
Концентрация доломита	x	19,41	%

2.2 Методика расчета кислотной обработки карбонатного коллектора

В общем случае объёмы кислотного раствора для стандартных кислотных обработок, в расчете на 1 м мощности продуктивного пласта, рекомендуются следующие (в м³).

Для первичных обработок пористых пород [18]:

- 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.

Норма расхода кислотного раствора v_p составляет 1 м³ на 1 метр обрабатываемой толщины пласта. Тогда объем раствора соляной кислоты (V_{HCL}):

$$V_{HCL} = v_p \cdot h \quad (22)$$

где v_p – норма расхода кислотного раствора, м³/м;

h – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта, м.

Объем товарной кислоты (в м^3):

$$V_k = \frac{V_{\text{HCL}} \cdot \chi_p \cdot (5,09 \cdot \chi_p + 999)}{\chi_k \cdot (5,09 \cdot \chi_k + 999)} \quad (23)$$

где χ_p χ_k – соответственно объемные доли (концентрации) раствора соляной кислоты и товарной кислоты, %.

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. Как правило, в соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого $G_{\text{х.б.}}$ рассчитывают по формуле (кг) [19]:

$$G_{\text{х.б.}} = 21,3 \cdot V_{\text{HCL}} \cdot \left(\frac{a \cdot \chi_p}{\chi_k} - 0,02 \right) \quad (24)$$

где, 21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимого для нейтрализации 10 кг серной кислоты;

χ_p χ_k – соответственно объемные доли (концентрации) раствора соляной кислоты и товарной кислоты, %;

$\frac{a \cdot \chi_p}{\chi_k}$ – объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе;

a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ($a = 0,4\%$)

Обычный раствор HCl истощается достаточно быстро (около 30 минут) и pH возрастает, стремясь к значению 7. Одновременно с нейтрализацией кислотного раствора часть образовавшихся хлоридов остается в растворенном состоянии, а другая часть образует соединения гидроокиси железа $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$ и алюминия $[\text{Al}(\text{OH})_3]$, которые осаждаются, давая вторичные отложения в виде гелей, способных заметно снизить проницаемость обрабатываемой зоны. По этой причине после СКО вместо ожидаемого увеличения дебита иногда происходит полное блокирование ПЗП.

Для предотвращения вторичного выпадения осадков в пласте, в кислотный раствор вводится стабилизатор. В качестве стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле:

$$V_{\text{ук}} = \frac{b_{\text{ук}} \cdot V_{\text{HCL}}}{C_{\text{ук}}} \quad (25)$$

где, $b_{\text{ук}}$ - норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты (для замедления кислотного раствора $b_{\text{ук}}=3\%$);

$C_{\text{ук}}$ – объемная доля товарной кислоты (80%).

В качестве ингибитора коррозии выбираем реагент В-2, объем которого определим по формуле:

$$V_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} \cdot V_{\text{HCL}}}{C_{\text{и}}} \quad (26)$$

где, $b_{\text{и}}$ – норма добавки ингибитора (для реагента В-2 $b_{\text{и}}=0,2\%$);

$C_{\text{и}}$ – объемная доля товарного ингибитора (100%).

Для снижения высокого поверхностного и межфазного натяжений при обработке ПЗП рекомендуется применять поверхностно-активные кислотные растворы, добавлением в них смеси неионогенных и анионогенных ПАВ в количестве до 1%. Данное мероприятие дает возможность кислоте более полно проникать в пустоты пористой среды и в тонкие каналы продуктивного пласта, удаляет нефть с поверхности породы и обеспечивает хороший контакт между кислотой и породой. Объем интенсификатора (используется Марвелан) определим по формуле:

$$V_{\text{ин}} = \frac{b_{\text{ин}} \cdot V_{\text{HCL}}}{100} \quad (27)$$

где, $b_{\text{ин}}$ – норма добавки интенсификатора (для Марвелана 0,3%)

При плотности хлористого бария 4000 кг/м^3 его объем определяем по формуле:

$$V_{\text{х.б.}} = \frac{G_{\text{х.б.}}}{\rho_{\text{х.б.}}} \quad (28)$$

Объем воды для приготовления кислотного раствора:

$$V_B = V_{HCL} - V_K - (V_{x.б.} + V_{ук} + V_u + V_{ин}) \quad (29)$$

Транспортировка кислотного раствора осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии длиной 25 метров и НКТ:

Объем выкидной линии в (м³):

$$V_{вык} = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot l_{вык} \quad (30)$$

где, $d_{вн}$ – внешний диаметр выкидных линий, м;

$l_{вык}$ – длина выкидных линий, м.

Объем НКТ:

$$V_{НКТ} = 0,785 \cdot d_{НКТ}^2 \cdot l_{НКТ} \quad (31)$$

Общий объем продавочной нефти составляет:

$$V_{\Pi} = V_{вык} + V_{НКТ}$$

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$\tau = \frac{(V_{HCL} + V_{\Pi}) \cdot 10^3}{q \cdot 3600} \quad (33)$$

где, q – подача насоса на выбранной скорости, л/с.

Для определения эффективности проведения кислотной обработки необходимо рассчитать скин-фактор до её проведения. Исходя из условия $P_c > P_b$, $P_{wf} \leq P_b$, можно определить скин-фактор скважины-кандидата до проведения соляно-кислотной обработки по формуле:

$$S = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_c - P_{wf})}{\mu \cdot b \cdot Q} - \ln \left(\frac{R_c}{r_w} \right) \quad (34)$$

где S – скин-фактор, доли ед.;

k – проницаемость пласта, м²;

h – толщина пласта, м;

μ – вязкость нефти, Па·с;

b – объёмный коэффициент нефти, доли ед.;

Q – дебит скважины, м³/сут;

R_c – радиус контура, м;

r_w – радиус скважины, м.

Для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин применяется кислотный состав с концентрацией соляной кислоты, $a = 12 \%$, плотность соляной кислоты при стандартной температуре равна $1000,0 \text{ кг/м}^3$. В таблице 12 представлены коэффициенты диффузии для раствора соляной кислоты при разных концентрациях.

Таблица 12 – Коэффициент диффузии для HCl

Массовая концентрация HCl, %	Коэффициент диффузии $D \cdot 10^{-9}$, м ² /с
5	0,169
12	0,190
15	0,212
20	0,235

В связи с тем, что редко коллектор состоит из одного материала, то необходимо рассчитать молярную концентрацию коллектора, состоящего из доломита и известняка по формуле:

$$C_{\text{кол}} = \frac{C_{\text{дол}} \cdot x + C_{\text{изв}} \cdot y}{x + y} \quad (35)$$

где $C_{\text{кол}}$ – молярная концентрация коллектора, моль/л;

x – доля доломита в породе, доли ед.;

y – доля известняка в породе, доли ед.;

$C_{\text{дол}}$ – молярная концентрация доломита, моль/л.;

$C_{\text{изв}}$ – молярная концентрация известняка, моль/л.

Молярную концентрацию доломита в породе, при его содержании $C_{\text{дол}} = 100\%$ по формуле:

$$C_{\text{дол}} = \frac{\rho_{\text{дол}}}{M_{\text{дол}}} \quad (36)$$

где $C_{\text{дол}}$ – концентрация доломита, моль/л.;

$\rho_{\text{дол}}$ – плотность доломита, кг/м³;

$M_{\text{дол}}$ – молярная масса доломита, г/моль.

Молярную концентрацию известняка в породе, при его содержании $C_{\text{изв}} = 100\%$ по формуле:

$$C_{\text{изв}} = \frac{\rho_{\text{изв}}}{M_{\text{изв}}} \quad (37)$$

где $C_{\text{изв}}$ – концентрация доломита, моль/л.;

$\rho_{\text{изв}}$ – плотность доломита, кг/м³;

$M_{\text{изв}}$ – молярная масса доломита, г/моль.

Стехиометрический коэффициент породы, необходимый для расчета кислотного числа, рассчитывается по формуле[20]:

$$\vartheta = \frac{\vartheta_{\text{дол}} \cdot x + \vartheta_{\text{изв}} \cdot y}{x + y} \quad (38)$$

Где ϑ – стехиометрический коэффициент породы, доли ед.

Молярная концентрацию соляной кислоты рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{HCl}} = \frac{\rho_{\text{HCl}} \cdot \alpha}{M_{\text{HCl}}} \quad (39)$$

где C_{HCl} – концентрация соляной кислоты, моль/л;

ρ_{HCl} – плотность соляной кислоты при нормальных условиях, кг/м³;

α – концентрация соляной кислоты в растворе, доли ед.;

M_{HCl} – молярная масса соляной кислоты, г/моль.

Кислотное число, необходимое для расчета изменения скин-фактора, считается по формуле:

$$A_c = \frac{m \cdot C_{\text{HCl}}}{C_{\text{кол}} \cdot \vartheta} \quad (40)$$

где A_c – кислотное число, доли ед.;

m – пористость, доли ед.

Коэффициент фрактальной размерности d для коллектора рассчитывается по формуле:

$$d = \frac{d_{\text{дол}} \cdot x + d_{\text{изв}} \cdot y}{x + y} \quad (41)$$

где d – коэффициент фрактальной размерности для коллектора, доли ед.;

$d_{\text{дол}}$ – коэффициент фрактальной размерности для доломита, доли ед.;

$d_{\text{изв}}$ – коэффициент фрактальной размерности для известняка, доли ед.

Число Пекле рассчитывается по формуле:

$$N_{Pe} = \frac{q}{D \cdot h} \quad (42)$$

где N_{Pe} – число Пекле, доли ед.;

q – темп закачки кислотного состава, м³/с.;

D – коэффициент диффузии, м²/с.

Для определения эффективности проведения соляно-кислотной обработки рассчитаем изменение скин-фактора после ее проведения, по формуле:

$$\Delta S = \frac{-1}{d} \ln \left(1 + A_c \cdot N_{Pe}^{-\frac{1}{3}} \cdot \frac{b \cdot V_{\text{кисл}}}{\pi \cdot h \cdot m \cdot r_w^d} \right) \quad (43)$$

где ΔS – изменение скин-фактора после проведения СКО, доли ед.;

Произведем расчет дебита после проведения СКО по формуле:

$$Q_{\text{СКО}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_c - P_{wf})}{\mu \cdot B \cdot \ln \left(\frac{R_c}{r_w} + S + \Delta S \right)} \quad (44)$$

Продолжительность технологического эффекта после обработки рассчитывается по формуле:

$$t = \frac{\ln \left(\frac{Q_{\text{после}}}{Q} \right)}{-\alpha} \quad (45)$$

где t – продолжительность технологического эффекта, сут;

Q – величина дебита по ГДИС, м³/сут.

Дополнительный объём нефти, полученный за счет проведения СКО, рассчитывается по формуле:

$$\Delta V_n = (Q_{\text{СКО}} - Q) \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot (1 - e^{-\alpha t}) \quad (46)$$

где ΔV_n – дополнительный объём нефти, м³;

$Q_{\text{СКО}}$ – прирост дебита после проведения СКО, м³/сут;

α – постоянная, характеризующая скорость падения дебита.

Полученные результаты расчетов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов соляно-кислотной обработки

Показатели	Значения	Единицы измерения
Объем раствора соляной кислоты	15,8	м ³
Объем товарной кислоты	8,14	м ³
Количество хлористого бария	66,7	кг
Объем уксусной кислоты	0,6	м ³
Объем ингибитора коррозии	0,03	м ³
Объем интенсификатора	0,05	м ³
Объем хлористого бария	0,017	м ³
Объем воды	6,98	м ³
Объем выкидной линии	0,05	м ³
Объем НКТ	9,08	м ³
Объем продавочной жидкости	9,13	м ³
Время обработки	1	часы
Скин-фактор до обработки	5,13	
Молярная концентрация коллектора	18,75	Моль/л
Молярная концентрация доломита	13,56	Моль/л
Молярная концентрация известняка	20	Моль/л
Стехиометрический коэффициент породы	2,4	Доли ед.
Молярная концентрацию соляной кислоты	4,4	Моль/л
Кислотное число	0,01	Доли ед.
Коэффициент фрактальной размерности	1,9	Доли ед.
Число Пекле	2045020	Доли ед.
Изменение скин-фактор после обработки	-2,36	
Дебит после обработки	76,6	м ³ /сут.
Время эффекта обработки	529	сутки
Объем доп. Нефти	6972	м ³

2.3 Интерпретация результатов соляно-кислотной обработки карбонатных коллекторов

Оценить результаты проведения СКО можно с помощью гидродинамических исследований скважин и трассерных исследований.

Так в гидродинамических исследования используют график КВД, с помощью которого можно оценить параметры удаленной зоны пласта, а также узнать, насколько изменился скин фактор после СКО, проницаемость, и параметры трещины, образованной в результате кислотной обработки.

Сначала перед проведением КВД скважину останавливают для спуска глубинного манометра, а после запускают на непродолжительный срок работы и снова останавливают скважину уже для замера кривой восстановления

давления [21]. На рисунке 9 представлена технологическая схема исследования скважины с регистрацией КВД.



Рисунок 9 – Технологическая схема исследований скважины с регистрацией КВД

Используя программное обеспечение Карра Saphir, проводится интерпретация КВД с построением диагностических графиков. Основная цель интерпретации заключается в правильном выборе модели скважины, чтобы фактические и модельные кривые максимально совпадали. На рисунке 10 представлен пример диагностического графика КВД по модели с трещиной бесконечной проводимости.

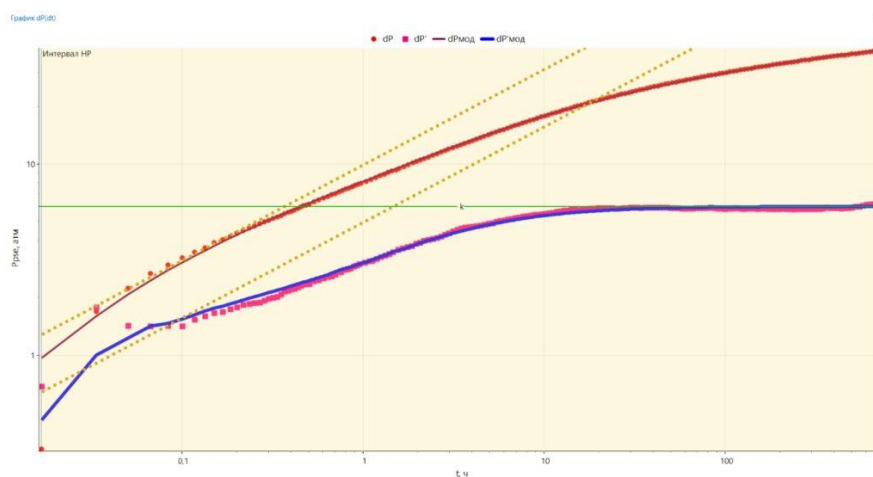


Рисунок 10 – Диагностический график КВД по модели трещины с бесконечной проводимости с дополнительным наложением линий с углами наклона $\frac{1}{2}$ (пунктирные светло коричневые линии) и $\frac{1}{4}$ (штрихпунктирные голубые линии)

По результатам интерпретации выгружается отчет, в котором отображается текущее пластовое давление, проницаемость пласта, параметры образованной трещины, скин фактор, радиус исследования.

Трассерные исследования применяют для определения гидродинамической связи по площади заводненных пластов, выявления высокопроницаемых каналов между нагнетательными и обводненными добывающими скважинами, оценки эффективности потокоотклоняющих технологий регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин и охвата пласта вытеснением.

Сущность индикаторных исследований основывается на том, что на поверхности различными стабильными водорастворимыми индикаторами метятся порции воды, которые вводятся через нагнетательные скважины в исследуемый пласт и затем оттесняются к добывающим скважинам закачиваемой водой. Путем регулярного отбора и анализа проб жидкости в лабораторных условиях определяются наличие и количественное содержание индикаторов, а также обводненность продукции добывающих скважин.

Главным источником информации по трассерным исследованиям является график изменения концентрации трассера в наблюдаемой скважине от времени (рисунок 11).

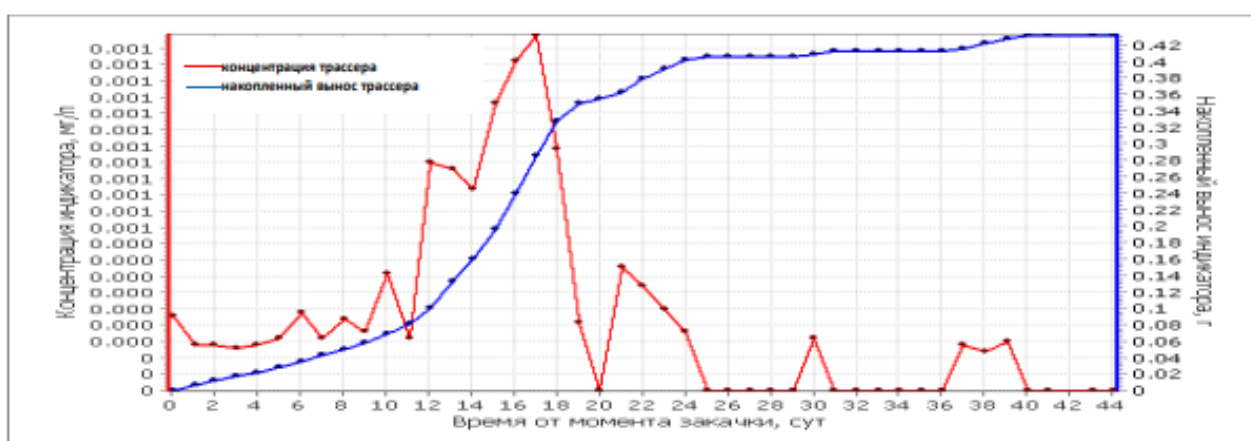


Рисунок 11 – График поступления трассера в контрольную скважину и накопленный вынос трассера

Анализируя результаты трассерных исследований, можно определить, насколько изменилось влияние нагнетательных скважин, неоднородность пласта и охват пласта заводнением, после проведения соляно-кислотной обработки.

2.4 Возможность использования дополнительных буферов в соляно-кислотной обработке

На основе проведенных исследований в Институте химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук создана кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина (композиция ГБК), реализующая концепцию химически эволюционирующих систем. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0.001 мН/м на границе с нефтью Усинского месторождения). Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м³, вязкость – от десятков до сотен мПа·с.

Композиция применима для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин в широком интервале температур – от 10 до 200 °С. Наиболее эффективна в карбонатных коллекторах. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта [22].

В результате взаимодействия кислотной композиции с карбонатным коллектором выделяется СО₂, который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Кроме того, при высоких температурах, больше 70 °С, в результате взаимодействия с

карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, рН композиции повышается с 2,8-3,1 до 8,8-10,0, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. После термостатирования с композицией и карбонатным коллектором при температуре выше 70 °С вязкость нефти снижается в 1,2-2,7 раза.

Композиция ГБК

Кислотная нефтевытесняющая композиция ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина может применяться при обработке призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных и добывающих скважин с использованием различных схем закачки: одной оторочкой, несколькими оторочками, чередующейся закачкой оторочек композиции ГБК разной концентрации. При чередующейся закачке оторочек композиции ГБК сначала закачивается оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз (оптимально в 5 раз), затем оторочка композиции ГБК, разбавленная в 2 раза, снова оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз и т.д. После закачки всего объема композиция ГБК продавливается в пласт из насосно-компрессорных труб (НКТ) буферным объемом воды (8-10 м³). Время воздействия композиции ГБК на призабойную зону скважины составляет от 12 часов до 1-3 суток, на этот период скважина должна быть закрыта.

На пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия. Была произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважин. Объем закачки композиции находился в интервале 30-50 м³, объем концентрата композиции – 9-15 м³. После закачки кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и полиола наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5,5-14,8 тонн/сут., увеличение дебитов по жидкости на 15-25 м³ /сут [22].

Композиция ГАЛКА®

Неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА® в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых условиях превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. Для приготовления композиций используется вода любой минерализации. Применимы для неоднородных пластов с проницаемостью от 0.01 до 30 мкм². Время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в интервале температур 10-320 °С.

Метод основан на способности системы соль алюминия – карбамид – вода непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и СО₂ за счет тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. В методе реализован известный принцип возникающих реагентов (гомогенного осаждения). В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему. За счет тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя карбамид постепенно гидролизует, образуя СО₂ и аммиак, рН раствора увеличивается, происходит гидролиз ионов алюминия, в результате через определенное время во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель.

В результате образования геля снижается проницаемость пласта для воды. Степень снижения проницаемости тем выше, чем больше исходная водонасыщенность и проницаемость породы пласта. Статическое напряжение сдвига геля находится в пределах 3-40 Па. Принцип внутрипластового гелеобразования использован для создания гелеобразующих систем ГАЛКА и ГАЛКА-ПАВ[23].

Гелеобразующие композиции ГАЛКА, представляющие собой маловязкие растворы с рН = 2,5 – 3, содержащие соль алюминия, карбамид и некоторые добавки, улучшающие их технологические параметры. Они

способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуется с образованием аммиака и CO_2 , что ведет к повышению pH раствора. При $\text{pH} = 3,8 - 4,2$ происходит мгновенное образование гидроксида алюминия во всем объеме раствора. Это проявляется в скачкообразном возрастании pH и динамического напряжения сдвига гелеобразующего раствора.

Время гелеобразования зависит от температуры и соотношения компонентов гелеобразующей системы. Растворы солей алюминия без карбамида гелей не образуют. При изменении температуры на каждые $10\text{ }^\circ\text{C}$ время гелеобразования изменяется в 3,5 раза. Исследовано влияние геля гидроксида алюминия на фильтрацию пластовых флюидов, выполненных на линейных и насыпных моделях пласта из природных кернов месторождений Западной Сибири. В результате образования геля проницаемость породы для воды снижается в 2-70 раз.

Технологии с применением неорганических гелеобразующих композиций ГАЛКА-термогель эффективны для увеличения охвата пласта при закачке воды или пара в области температур $40-350\text{ }^\circ\text{C}$.

Различают композиции ГАЛКА-термогель:

- ГАЛКА-термогель-С для температур в пласте $70-320\text{ }^\circ\text{C}$,
- ГАЛКА-термогель-У – $40-70\text{ }^\circ\text{C}$,
- ГАЛКА-термогель-НТ – $20-40\text{ }^\circ\text{C}$.

Как показали проведенные исследования, раствор композиции ГАЛКА-термогель-С образует гель при $90\text{ }^\circ\text{C}$ через 4 часа, при $80\text{ }^\circ\text{C}$ – через 12 часов, при $70\text{ }^\circ\text{C}$ и $60\text{ }^\circ\text{C}$ – через 2 и 3 суток. Раствор композиции ГАЛКА-термогель-У при $60\text{ }^\circ\text{C}$ образует гель уже через 3 часа, при $40\text{ }^\circ\text{C}$ – через 18 часов.

Основными отличительными особенностями композиций ГАЛКА-термогель являются:

- возможность регулировать температуру гелеобразования, что позволяет применять их в широком интервале температур (20-320 °С), в том числе и при паротепловом воздействии на пласт;

- гомогенность и низкая вязкость закачиваемых водных растворов, что делает их пригодными для применения в низкопроницаемых коллекторах;

- твердая товарная форма, что дает возможность производить закачку композиций в скважину путем дозирования непосредственно в водовод, без предварительного растворения;

- низкие температуры застывания растворов, что делает технологию применимой в зимних условиях.

Композиция ГАЛКА была применена на 5 месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Всего проведено 50 скважино-обработок, закачано 12 тыс. м³ рабочего раствора. Дополнительная добыча нефти составила 31,3 тыс.т.

Композиция НИНКА-3

Загущенная композиция НИНКА-3 является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей композицией, применяется для увеличения и коэффициента нефтewытеснения, и коэффициента охвата залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловым воздействием (Altunina et al., 2011, 2015; Алтунина и др., 2016). В пласте при тепловом воздействии карбамид гидролизуется, образуя CO₂ и NH₃, который с солью аммония дает щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтewытеснения. Повышение pH вызывает гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость композиции увеличивается на 1-2 порядка, что приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

В 2014-2015 гг. проведены промысловые испытания технологии увеличения нефтеотдачи с применением загущенной композиции НИНКА-3

на опытном участке паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. В 2014 г. Произведена закачка 485 тонн композиции НИНКА-3 в 5 паронагнетательных скважин, расположенных на одном участке. Суммарный эффект по участку, по разным методам оценки, составляет 60-80 тыс. тонн дополнительно добытой нефти[24].

2.4.1 Опыт применение добавок к основному кислотном раствору

Рецептуру приготовления раствора отработывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят.

Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют:

- формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 – 8 раз;
- уникол – липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25 – 0,5%), снижающую коррозионную активность в 30 – 42 раза. Однако поскольку уникод не растворяется в воде, то из нейтрализованной (отреагированной) кислоты он выпадает в осадок, поэтому его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность только до 15 раз.

Для высоких температур и давлений разработан ингибитор – реагент И-1-А (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), снижающий коррозионную активность (при $t = 87\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 38\text{ МПа}$) до 20 раз.

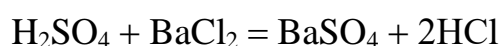
Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55 – 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м³ раствора) – в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких

температурах. Поэтому при $t = 80 - 100$ °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

2.Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 – 5 раз поверхностное натяжение па границе нефти – нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами.

В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 – 11, 44 – 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCl, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 – 3 раза.

3.Стабилизаторы – вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCl с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария[25]:



В этом случае раствор HCl перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (BaCl_2). Образующийся сернокислый барий (BaSO_4) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником – гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы – уксусную (CH_3COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1 – 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH₃COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCl с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCl в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промышленных кислотных базах или редко у скважины. Существует строгая последовательность операции приготовления кислоты. Точный рецептурный состав компонентов и их количества определяют по соответствующим руководствам или расчетным таблицам в лабораториях.

Для приготовления рабочего раствора в расчетное количество воды вводят сначала ингибитор и стабилизатор, затем техническую соляную кислоту. После перемешивания добавляют хлористый барий, снова перемешивают до исчезновения хлопьев хлористого бария, что контролируется анализом проб. Затем добавляют интенсификатор, перемешивают снова и далее дают возможность раствору отстояться до полного осветления и осаждения сернокислого бария.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

По вещественному составу карбонатные породы в основном состоят из известняков и доломитов. Карбонаты палеозойского времени имеют сложное строение, многочисленные интрузий и множества вторичных процессов, благодаря которым карбонатные породы обладают специфическими коллекторами, такими как порово-трещинный, трещинный, порово-кавернозно-трещинный тип с резкой вертикальной и латеральной дифференциации от непроницаемых разностей до коллекторов. Сами же трещины в карбонатных породах могут быть полностью или частично заполнены различными минеральными веществами или же оставаться полыми. Движение флюида в карбонатных коллекторах происходит в основном за счет трещин, в связи с чем коллектора в основном обладают слабой проницаемостью, которая в среднем равна 1,1 мД. Проанализировав месторождения Западной Сибири, можно сделать вывод, что главной особенностью нефти является ее высокопарафинистость, при этом по остальным критериям нефть можно охарактеризовать как, особо легкая, малосернистая, незначительно вязкая, малосмолистая.

Основными проблемами при разработки карбонатных коллекторов можно выделить быструю обводненность продукции, низкую проницаемость и неравномерную выработку запасов. Быстрая обводненность продукции происходит за счет анизотропии трещин, которая способствует к прорыву пластовых и нагнетаемых вод, а также конусообразное подтягивание подошвенной воды к призабойной зоне. Из-за слоистого строения продуктивных толщ карбонатных коллекторов, а также неоднородности по толщине, возникает неравномерная послойная выработка запасов в процессе разработки коллектора.

Однако в процессе разработки возникают ряд других осложняющих процессов. Из-за особенности физико-химического состава нефти, в процессе разработки происходит образования АСПО на стенках НКТ и в призабойной

зоне пласта, что создает сопротивление движению потока флюида. Еще одной проблемой при разработке является снижение проницаемости коллектора. Одной из причин является деформация коллектора, а именно смыкание естественных трещин при снижении забойных и пластовых давлений, в процессе разработки. 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. Другой причиной является загрязнение призабойной зоны. В призабойной зоне пласта наблюдаются наибольшие перепады давления. Вследствие влияния минерализации и высоких давлений, происходит процесс интенсивного выпадения и скопления солей в ПЗП. Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

С целью восстановления проницаемости и повышения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах используют кислотную обработку. Наиболее эффективной и рентабельной является соляная кислота. Однако на процесс кислотной обработки влияет температура пласта и давление. Так при повышении температуры происходит рост скорости реакции кислоты с породой, что приводит к быстрой нейтрализации кислоты и затрудняет обработку удаленных зон пласта. Однако при увеличении давления происходит снижения скорости реакции, что помогает проникнуть кислоте глубже в пласт.

Исследуя зависимость выбора оптимальной концентрации соляной кислоты от вещественного состава коллектора, были произведены расчеты изменения скин-фактора, дебита после обработке, время действия эффекта от

обработки и дополнительно добыча нефти. Результаты представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов

Концентрация кислоты	X, %	Y, %	ΔS	Q после СКО, м ³ /сут.	T, сутки	V _н , м ³
5	0	100	-1,79	72,46	389,82	3776,16
	19,41	80,29	-1,74	72,14	378,57	3560,96
	40	60	-1,70	71,89	370,12	3403,58
	60	40	-1,68	71,74	364,75	3305,38
	80	20	-1,67	71,66	362,01	3255,77
	100	0	-1,67	71,66	361,93	3254,30
12	0	100	-2,25	75,79	502,07	6272,54
	19,41	80,29	-2,22	75,56	494,36	6080,68
	40	60	-2,20	75,43	490,10	5976,09
	60	40	-2,20	75,40	489,31	5956,71
	80	20	-2,21	75,48	491,71	6015,35
	100	0	-2,23	75,65	497,43	6156,68
15	0	100	-2,39	76,82	535,77	7146,17
	19,41	80,29	-2,37	76,68	531,39	7029,23
	40	60	-2,35	76,53	526,37	6896,74
	60	40	-2,35	76,55	527,11	6916,17
	80	20	-2,37	76,68	531,23	7025,07
	100	0	-2,40	76,91	538,91	7230,32
20	0	100	-2,56	78,16	579,14	8355,13
	19,41	80,29	-2,54	78,01	574,16	8211,66
	40	60	-2,54	77,98	573,17	8183,14
	60	40	-2,55	78,06	575,96	8263,29
	80	20	-2,57	78,26	582,39	8449,66
	100	0	-2,61	78,59	592,68	8752,44

Анализируя зависимость изменения дебита после обработки от содержания известняков и доломитов в породе (Рисунок 12 и 13) можно сделать вывод, что для породы с большим содержанием доломитов низкие концентрации кислоты являются менее эффективными. Однако при использовании концентраций соляной кислоты более 12% в коллекторах с большим содержанием доломитов эффект от обработки немного выше, чем в известняковых.

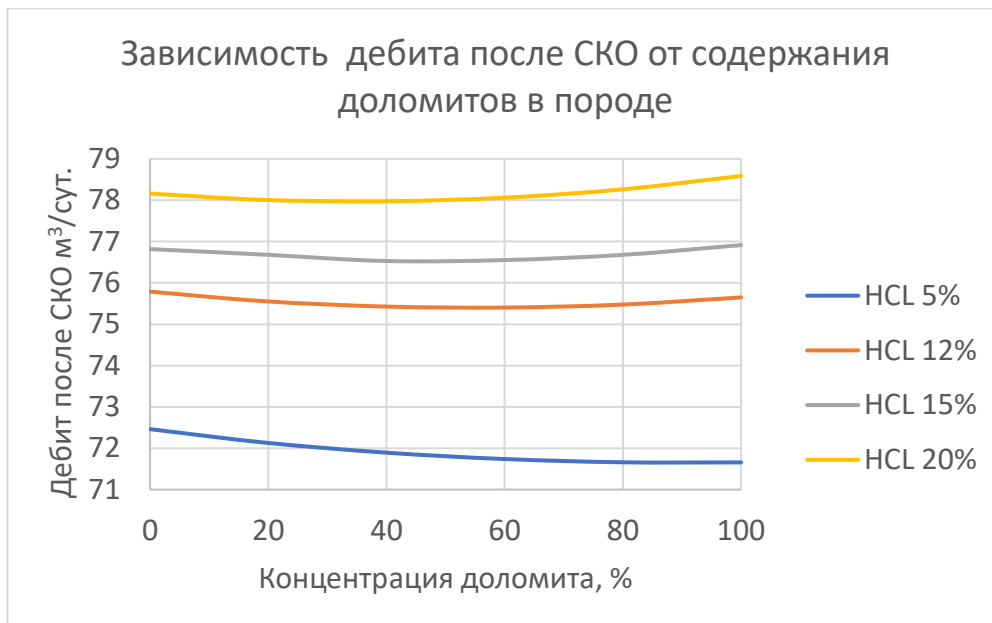


График 12 – Зависимость дебита после обработки от содержания доломитов в породе

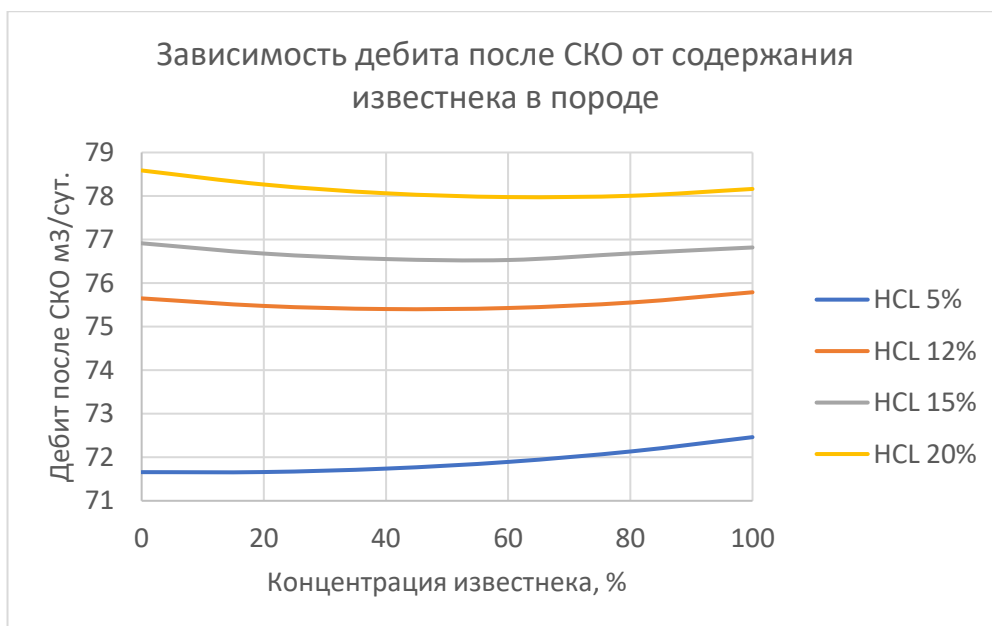


График 13 – Зависимость дебита после обработки от содержания известняков в породе

Анализируя графики (Рисунок 14 и 15) зависимости изменения скин-фактора от содержания в породе известняков и доломитов, можно сказать, что прослеживается также зависимость что и с дебитом. Однако при увеличении концентрации большого скачка в изменении скин-фактора не наблюдается и оптимальной концентрации кислоты в таком случае будет являться 15%

соляная кислота, в связи с меньшими затратами на кислоту, а также меньшей вязкостью раствора, что упростит его закачку в пласт.

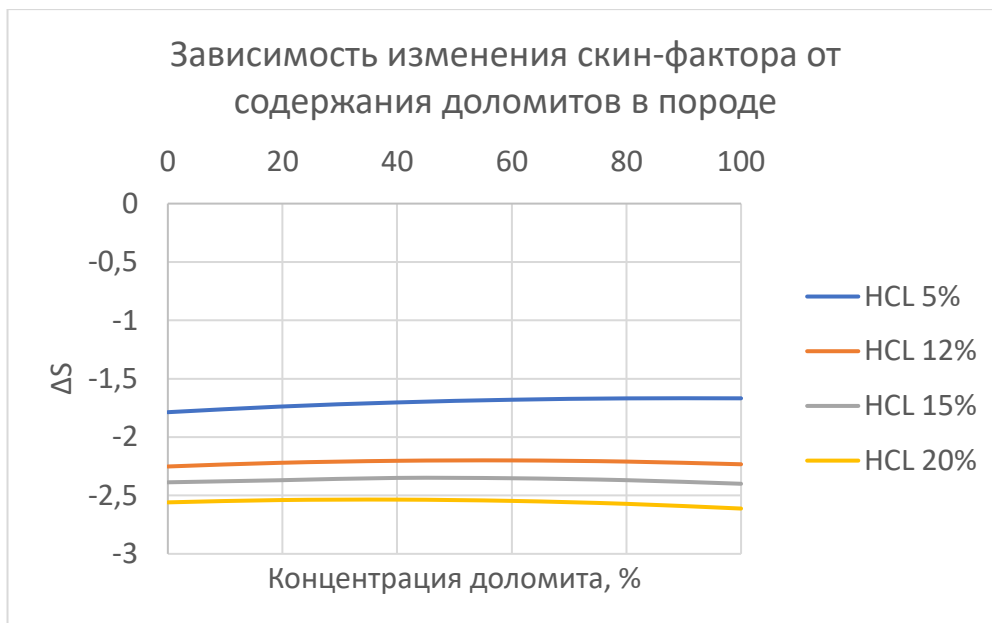


График 14 – Зависимость изменения скин-фактора от содержания доломитов в породе

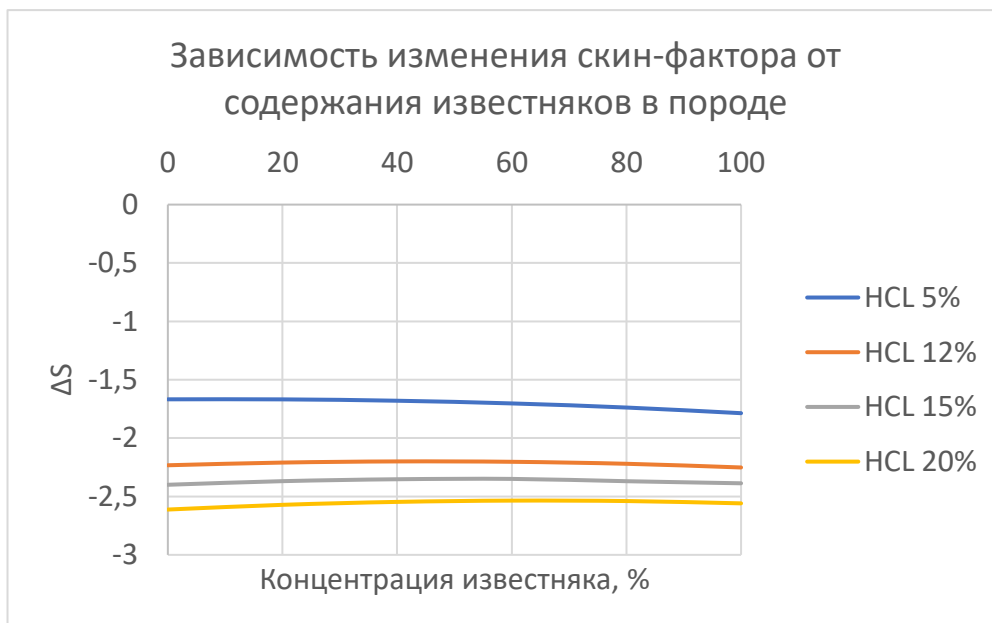


График 15 – Зависимость изменения скин-фактора от содержания известняков в породе

Из расчетов на месторождении X при закачивании 15,8 м³ кислотного раствора будет прирост дебита скважины с 62 м³/сутки до 76,6 м³/сутки, при этом изменения скин-фактора после обработки равняется -2,36, а объем дополнительной добытой нефти составит 6972 м³. Однако в кислотном

раствори помимо кислоты содержится ингибитор коррозии В-2 в размере 0,03 м³, для снижения коррозионного воздействия кислоты на оборудование. Также добавляется интенсификатор Марвелан в размере 0,05 м³ для снижения поверхностного натяжения на границе нефть-нейтрализованная кислота с целью облегчения очистки призабойной зоны от продуктов реакции, а также уксусная кислота, как стабилизатор, в размере 0,6 м³. Помимо обычной соляно-кислотной обработки, можно использовать различные буферы для увеличения нефтеотдачи. Так при высокой неоднородности пласта используют гелеобразующие композиции, с целью изолирования высокопроницаемые участки пласта и перенаправления кислоты в низкопроницаемые. Одним из перспективных является неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА, которая в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых условиях превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. Для приготовления композиций используется вода любой минерализации. Применимы для неоднородных пластов с проницаемостью от 0.01 до 30 мкм². Время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в интервале температур 10-320 °С.

После проведения кислотной обработки рекомендуется произвести гидродинамические исследования скважины, а также трассерные исследования с целью точного определения насколько изменился скин-фактор после СКО, а также изменения неоднородности пласта и охват пласта заводнением.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ14	Власенко Артур Александрович

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по проведению ОПЗ пласта на месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 32359-2013
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. От 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование целесообразности проведения технологии ОПЗ пласта на месторождении
1. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> 2.	Оценка и расчет эксплуатационных затрат проведение ОПЗ пласта
2. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности по проведению работ по ОПЗ пласта

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
--	------------

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

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе диссертации проводится оценка технико-экономической эффективности от проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта на примере одной скважины. Расчет произведен в среде MS Excel. Мероприятия позволяют увеличить нефтеотдачу пласта, за счет вовлечения остаточной нефти.

Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете затрат на обработку и оценке технологического эффекта от применения технологии, в качестве которого выступают дополнительная добыча нефти. Дополнительная добыча нефти после проведения обработки составит 5961 тонну.

Цена нефти Urals в рассматриваемый период взята согласно данным Министерства экономического развития Российской Федерации [26] и составила 70,1 долл./барр. В 2023 году и 67,5 долл./барр. В 2024 году.

Среднегодовой валютный курс для доллара по данным Центрального банка [27] в России составит 68,3 руб. в 2023 году и 70,9 руб. в 2024 году.

Для перехода от тонн нефти «Urals» к баррелям используем коэффициент $7,28 - 1 \text{ тонна нефти Urals} = 7,28 \text{ баррелей}$.

Отразим основные макроэкономические показатели необходимые для дальнейшего расчета в таблице 15.

Таблица 15 – Макроэкономические показатели

Год	2023	2024
Цена нефти Urals, долл/барр	70,1	67,5
Обменный курс рубля	68,3	70,9
Цена на нефть в долл./тонн	510,33	491,4
Дополнительная добыча нефти, т	4418	1543
Выручка, млн. руб	153,99	53,76

Учитывая стоимость соляно-кислотной обработки и материалы, то капитальные затраты на проведение обработки одной скважины будут

составлять 1,69 млн рублей. Однако нужно учитывать и другие затраты. Основные капитальные вложения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения

Показатели	2023
Стоимость оборудования, млн. руб.	1,69
Прочие капитальные вложения, млн. руб.	0,25
Всего капитальных вложений, млн. руб.	1,94

Проведем оценку эксплуатационных затрат на проведение кислотной обработки. Согласно производственным данным, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования 733,94 руб./т.

Произведем расчет налоговых затрат на добычу полезных ископаемых, а также страховых взносов, налогов на имущество организации и прочие. Результаты расчета эксплуатационных затрат при применении соляно-кислотной отображены в таблице 17.

Таблица 17 – Эксплуатационные затраты, тыс. руб.

Показатели		2023	2024
Текущие затраты	Заработная плата	1185,52	1185,52
	Содержание и эксплуатация оборудования	3242,56	1132,48
	Общепроизводственные расходы	572,04	199,79
	Амортизация основных фондов	241,11	241,11
	Прочие	2556,64	892,92
Налоги, включаемые в себестоимость	НДПИ	65966,60	20837,73
	Страховые взносы	367,51	367,51
	Налог на имущество организации	31,82	26,51
	Прочие	2,31	0,81
Итого		74166,12	24884,37

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке. NPV рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + r)^{t-tp}} \quad (47)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационный отчисления в t-м году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год;

r – ставка (норма) дисконта, принимаем равной 15%.

Если $NPV > 0$, то проект является прибыльным; если $NPV < 0$, то проект является убыточным; если $NPV = 0$, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

Результаты расчета прибыли и экономической эффективности представлены в таблице 18 и 19.

Таблица 18 – Расчет прибыли

Показатели	Ед. из.	2023	2024
Прирост добычи нефти	тыс. тонн	4,42	1,54
Выручка	млн руб.	153,99	53,76
Текущие затраты	млн руб.	74,17	24,88
Валовая прибыль	млн руб.	79,83	28,87
Налог на прибыль	млн руб.	15,97	5,77
Чистая прибыль	млн руб.	63,86	23,1

Таблица 19 – Экономическая эффективность соляно-кислотной обработки

Показатели	Ед. из.	Сумма	2023	2024
Денежный поток	млн руб.	85,5	62,16	23,34
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	74,35	54,05	20,5
Срок окупаемости	месяцы		1	
Индекс доходности	доли ед.		37,82	

Анализ чувствительности проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров рассматриваемого проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется NPV (ЧДД).

В качестве исходных параметров (показателей) при проведении анализа были выбраны: дополнительная добыча нефти; цена на нефть марки «Urals»; капитальные затраты.

Результаты проведенного анализа чувствительности представлены на рисунке 16.

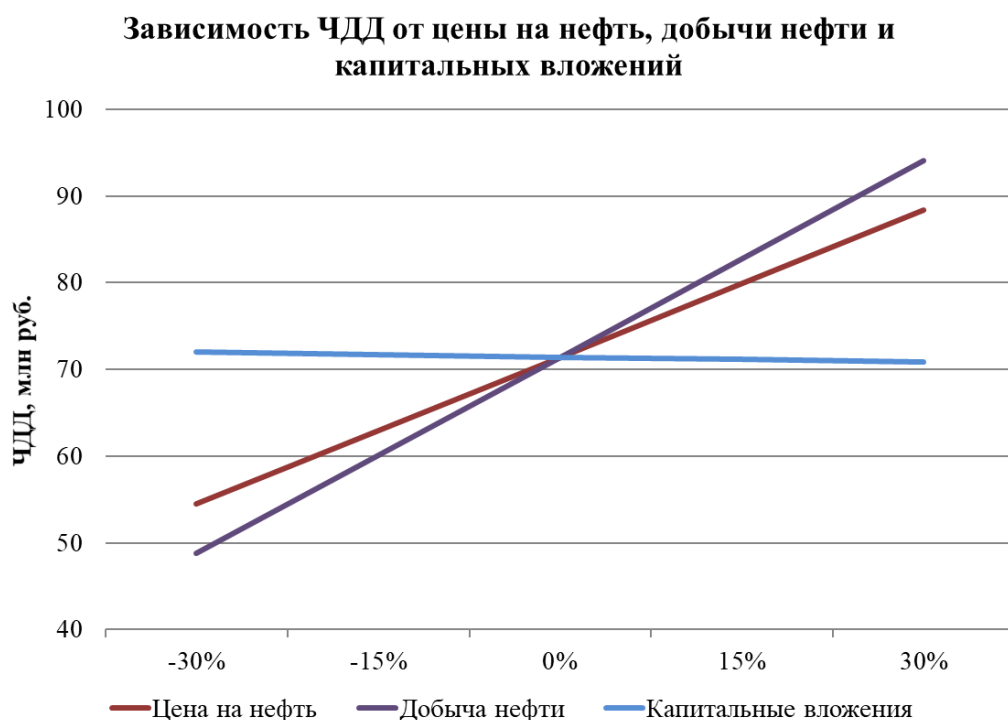


Рисунок 16 – График зависимости ЧДД от параметров анализа чувствительности

Согласно проведенному анализу, наибольшее влияние на ЧДД оказывает дополнительная добыча нефти и цена ее реализации.

Вывод: Расчеты экономической эффективности от проведения кислотной обработки на одной скважине показали рентабельность применения данной технологии: при ЧДД > 0, равным 74,35 млн. рублей, срок окупаемости составляет 1 месяц, а индекс доходности достаточно высокий и составляет 37,82.

Исходя из данных, полученных при анализе чувствительности проекта, можно заключить, что наибольшее влияние оказывает объем дополнительной добытой нефти и цена на нефть.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ14		ФИО Власенко Артур Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура	Направление/ОПП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Современные подходы к применению методов интенсификации притока из карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Месторождение X <i>Область применения:</i> обработка призабойной зоны пласта <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Добывающие и нагнетательные скважины, насосное оборудование, станции управления. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> обслуживание и ремонт наземного и подземного оборудования, соблюдение норм технологического режима.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>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»</p>
<p>2.Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015:</p> <p>1) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</p>

<p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>2) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей. 3) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума. 4) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током. 5) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и органов слуха, перчатки, одежда специальная для защиты рабочих от воздействия нефти и нефтепродуктов, заземление электроустановок, изоляция, ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации.</p> <p>Расчет: заземление.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами. Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами. Воздействие на гидросферу: разлив и утечки нефти и нефтепродуктов, а также агентов, применяемых при бурении, глушении и освоении скважин; изменение характеристик фильтрационного внутриоболотного и поверхностного стока Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания попутно добываемого газа, выделение углеводородов от технического оборудования, выделение продуктов сгорания топлива.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: длительное отключение электроэнергии; механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ; разгерметизация трубопроводов высокого давления и корпусов насосного оборудования. Наиболее типичная ЧС: механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 14.03.2023</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		14.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

Все химические реагенты, которые используются при проведении геолого-технического мероприятия, 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 Российской Федерации – Глава 47, в частности ст. 297 «Общие положения о работе вахтовым методом». Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [28]. 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 ИПОТ 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.

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» [29]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 20.

Таблица 20 – 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.

Продолжение таблицы 20

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 21).

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [30]

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 (фтористой, соляной 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. 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 22).

Таблица 22 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [30]

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 [30] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 23.

Таблица 23 – 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 поражён 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) [31].

Таблица 24 – 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 [32].

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°С до минус 35°С, но часты случаи, когда температура опускается до минус 45°С.

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 25).

Таблица 25 – 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:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V \quad (48)$$

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

V – скорость ветра, м/с.

Таблица 26 – 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

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). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [33]. Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих теплотерь 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 кислотной обработки зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [34].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [34].

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 [34].

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 изпод 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) [33].

5.2.3 Расчет заземления

В случае работ на кустовой площадке необходимо размещение заземления для комплексной трансформаторной подстанции (КТП) класса 10/0,4 кВ (длина: 3,06 м; ширина: 2,1 м; высота: 4,5 м).

В соответствии с ПУЭ 7-е изд. П.1.7.96, 1.7.97 и 1.7.104 для электроустановок напряжением свыше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (35-10 кВ) сопротивление ЗУ не должно превышать 4 Ом. В соответствии с ПУЭ п. 1.7.101 сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора, или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источнике трехфазного тока.

Расчет сопротивления заземляющего устройства производился согласно [35]. Значение коэффициентов, используемых в расчетах взяты из приложения данного методического указания. Исходные данные указаны в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Грунт	суглинок
Удельное сопротивление, $\rho_{уд}$ Ом·м	100
Климатическая зона	1
Диаметр вертикального заземлителя, d мм	40
Длина вертикального заземлителя, α м	3
Отношение A/α	1
Глубина траншеи, t_0 м	0,5
Диаметр горизонтального электрода (пруток), d_1 мм	20
Допустимое значение сопротивления защитного заземления, Ом	4

Методика расчета включает четыре этапа.

1) Определим величину сопротивления одиночного вертикального заземлителя R_B по формуле:

$$R_B = \frac{\rho_{расч}}{2\pi\alpha} \cdot \left[\ln \frac{2\alpha}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4T + \alpha}{4T - \alpha} \right], \text{ Ом} \quad (49)$$

$$R_B = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 3}{0,04} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right] = 27,2 \text{ Ом}$$

где α – длина вертикального заземлителя, м;

d – диаметр вертикального заземлителя, м;

Расчетное сопротивление грунта $\rho_{расч}$ находят по формуле:

$$\rho_{расч} = \rho_{уд} \cdot \varphi = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (50)$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

φ – климатический коэффициент вертикального электрода.

Заглубление заземления t вычисляют по формуле:

$$T = \frac{\alpha}{2} + t_0 = \frac{3}{2} + 0,5 = 2 \text{ м} \quad (51)$$

где t_0 – глубина траншеи, в которую забиваются вертикальные заземлители, м.

2) Далее определим необходимое число вертикальных заземлителей n по формуле (порядок расчета n изложен в [35]):

$$n = \frac{R_B}{R_3 \cdot \eta_B} = \frac{27,2}{4 \cdot 0,5975} = 11,4 \approx 12 \text{ шт.} \quad (52)$$

где R_3 – допустимое значение сопротивления защитного заземления, Ом;
 η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей, зависящий от отношения расстояния между вертикальными электродами A к их длине α и от варианта исполнения заземления: «в ряд» или «по контуру».

3) Определим сопротивление горизонтального электрода R_Γ по формуле (для размещения по контуру):

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2\pi L} \cdot \ln\left(\frac{L^2}{d_1 t_0}\right), \text{ Ом} \quad (53)$$

$$R_{\text{гор}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 36} \cdot \ln\left(\frac{36^2}{0,25 \cdot 0,5}\right), = 23,03 \text{ Ом}$$

где L – длина полосы, м – определяется по формулам:

– при размещении в ряд:

$$L = C \cdot \alpha \cdot (n - 1) \quad (54)$$

– при размещении по контуру:

$$L = C \cdot \alpha \cdot n \quad (55)$$

здесь: $C = A/\alpha$

$\rho_{\text{расч.г}}$ определяется по формуле (2) с учетом грунта ($\rho_{\text{руд}}$) и длины полосы горизонтального электрода (ϕ_Γ);

d_1 – диаметр горизонтального электрода, м.

4) Определим величину общего расчетного сопротивления заземляющего устройства по формуле:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B \eta_\Gamma + R_\Gamma \eta_B n}, \text{ Ом} \quad (56)$$

$$R_{\text{общ}} = \frac{27,2 \cdot 23,03}{27,2 \cdot 0,333 + 23,03 \cdot 0,5975 \cdot 12} = 3,6 \text{ Ом}$$

где η_Γ – коэффициент использования горизонтального электрода.

Расчётное сопротивление заземляющего устройства составляет 3,6 Ом, что ниже 4 Ом, и, следовательно, рассчитанное расположение элементов

заземления достаточно, для надежной защиты персонала от поражения электрическим током в случае замыкания на корпус кустовой трансформаторной подстанции на кустовой площадке нефтегазодобывающего промысла.

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 [34].

Защита атмосферы

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

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм предельно-допустимого выброса; 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 промышленной сточной воды путем ее закачки 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 разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

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

5.4 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.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

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

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

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

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

Заключение

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

Карбонатные коллектора в основном состоят из известняков и доломитов, в связи с чем наиболее эффективным и рентабельным средством для повышения нефтеотдачи является соляно-кислотная обработки призабойной зоны пласта. Карбонатные коллектора имеют достаточно сложное строение, многочисленные интрузий и множества вторичных процессов, благодаря которым карбонатные породы обладают специфическими коллекторами, такими как порово-трещинный, трещинный, порово-кавернозно-трещинный тип с резкой вертикальной и латеральной дифференциации от непроницаемых разностей до коллекторов.

Основными проблемами при разработки карбонатных коллекторов можно выделить быструю обводненность продукции, низкую проницаемость и неравномерную выработку запасов. Быстрая обводненность продукции происходит за счет анизотропии трещин, которая способствует к прорыву пластовых и нагнетаемых вод, а также конусообразное подтягивание подошвенной воды к призабойной зоне. Из-за слоистого строения продуктивных толщ карбонатных коллекторов, а также неоднородности по толщине, возникает неравномерная послойная выработка запасов в процессе разработки коллектора.

При выборе скважины-кандидата для обработки необходимо учитывать ряд критериев, во-первую очередь на дебиты скважины, для того чтобы оценить рентабельность обработки, а также на отсутствие повреждений скважинного оборудования. Значения скин фактора должно быть в диапазоне от -1 до 5. Выбрав подходящую скважину кандидата и произведя расчет соляно-кислотной обработки по предложенной методике получилось, что при закачивании $15,8 \text{ м}^3$ кислотного раствора происходит прирост дебита скважины с $62 \text{ м}^3/\text{сутки}$ до $76,6 \text{ м}^3/\text{сутки}$, при этом изменения скин-фактора после обработки равняется -2,36, а объем дополнительной добытой нефти составит 6972 м^3 . Однако в кислотном растворе помимо кислоты содержится ингибитор коррозии В-2 в размере $0,03 \text{ м}^3$, для снижения коррозионного

воздействия кислоты на оборудование. Также добавляется интенсификатор Марвелан в размере 0,05 м³ для снижения поверхностного натяжения на границе нефть-нейтрализованная кислота с целью облегчения очистки призабойной зоны от продуктов реакции, а также уксусная кислота, как стабилизатор, в размере 0,6 м³.

Учитывая все затраты на проведение обработки и дополнительную добытую нефть, чистый дисконтированный доход составит 74,35 млн. рублей и обработка окупится за 1 месяц. При этом экономическая рентабельность обработки в основном будет зависеть от цены на нефть и дополнительной добычи.

Эффективность обработки в основном заключается в правильно подобранной концентрации кислоты под условия пласта. Проведя анализ на примере выбранной скважины-кандидата, была выявлена зависимость, что при большем содержании в породе доломитов относительно известняков, эффективнее использовать более концентрированную соляную кислоту. Однако учитываю тот факт, что при увеличении концентрации кислоты увеличивается и вязкость раствора, и его стоимость, то в качестве оптимальной концентрации была выбрана 15% кислота.

Список используемых источников

- 1) Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: материалы 13-й Междунар. науч.-тех. конф. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2014. – 104 с.
- 2) Ввод в активную разработку слабопроницаемых карбонатных коллекторов верхнего девона на примере Купавного и Матросовского месторождений / В. Л. Шаймухаметова, И. А. Гаах, Л. М. Миронова [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ТатНИПИнефть. – Набережные Челны: Экспозиция НефтьГаз, 2017. – С. 143-152.
- 3) Изучение нетрадиционных коллекторов в тектонически-ослабленных зонах на примере опыта геологического изучения и разработки Кузайкинского месторождения ОАО «Татойлгаз» / Р. С. Хисамов, Р. В. Давлетшин, И. Р. Канифов, Л. С. Камалов // Георесурсы. – 2013. – № 5(55). – С. 27-33. – EDN RENKOV.
- 4) Изучение и перспективы выработки запасов углеводородов из нетрадиционных коллекторов Бавлинского месторождения / Н. В. Музалевская, О. В. Разуваева, С. Ю. Ибатуллина, М. А. Лифантьева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ТатНИПИнефть. – Набережные Челны: Экспозиция НефтьГаз, 2017. – С. 190-199.
- 5) Методы исследования пород-коллекторов и флюидов: учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. – 224 с
- 6) Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 2 – Карбонатные породы. Редактор А. В. Хабаков «Недра», 1968, стр. 700
- 7) Махуов Б.М. Влияние трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород: Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». – Вып.5. – Актау, 2019. – 220 стр.
- 8) Белова Е.В., Рыжкова С.В. Геолого-геофизические модели нефтегазовых скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири Журнал: Геология нефти и газа 04.2000.

9) Подземная гидромеханика: Учебно-методическое пособие / сост. С.Ю. Борхович, И. В. Пчельников, С.Б. Колесова. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2017. – 176 с.

10) Николаев В.Н. Отчет дополнение к технологической схеме разработки Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения/ В.Н. Николаев – Красноярск: РН-КрасноярскНИПИнефть, 2021. – 247 с.

11) Шагиахметов А.М., Осадчий Д.Е., Ющенко С.С. Применение технологии внутрислоистой водоизоляции в карбонатных коллекторах нефтяного месторождения. PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):89–98.

12) Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, Т.А. Деева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.

13) 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: 30.05.2023).

14) Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. «Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов» Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011 – 142 с.

15) 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.

16) В.Ф. Калинин Критерии выбора оптимальной технологии повышения продуктивности скважин физико–химическими методами в карбонатных коллекторах // Недра Поволжья и Прикаспия. 2022. №105.

17) Березовский, Д. А. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинского

месторождения / Д. А. Березовский, Г. В. Кусов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-1. – С. 76-87. – EDN XWILIT.

18) Горщарук, А. П. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения / А. П. Горщарук, О. В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 91-108. – EDN MYXGRT.

19) Кривощекос Сергей Николаевич, Козырев Никита Дмитриевич, Вяткин Кирилл Андреевич, Равелев Кирилл Алексеевич Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования // Известия ТПУ. 2021. №7.

20) Ресурсы и технологии групп: официальный сайт – Москва – URL: <http://res-tech.s7.test-site4all.ru/examples/interpretacziya-gidrodinamicheskikh-issledovaniy-na-neustanovivshih-sya-rezhimakh-v-gazovoj-skvazhine-posle-provedeniya-bolsheobyomnoj-sko-v-karbonatnom-plaste/> (дата обращения: 27.05.2023). - Текст: электронный.

21) Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений // Георесурсы. 2019. №4.

22) Алтунина Любовь Константиновна, Кувшинов Владимир Александрович, Кувшинов Иван Владимирович Увеличение нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с применением физико-химических и комплексных технологий // Северный регион: наука, образование, культура. 2015. №2 (32). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/uvlichenie-nefteotdachi-mestorozhdeniy-s-trudnoizvlekaemymi-zapasami-s-primeneniem-fiziko-himicheskikh-i-kompleksnyh-technologiy> (дата обращения: 30.05.2023).

23) Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью

для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281-288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5

24) И.Д. Амелин, Р.С. Андриасов и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. М. Недра, 1978-356 с.

25) Министерство экономического развития Российской Федерации: официальный сайт – Москва – URL: <https://www.economy.gov.ru/> (дата обращения: 27.05.2023). - Текст: электронный.

26) Центральный банк российской Федерации: официальный сайт – Москва – URL: <https://cbr.ru/> (дата обращения: 27.05.2023). - Текст: электронный.

27) Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

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

29) ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

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

32) ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

33) ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

34) 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.

35) МР 2.2.8.2127-06. Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.

Приложение А

(справочное)

MODERN APPROACHES TO THE APPLICATION OF STIMULATION METHODS FROM CARBONATE RESERVOIRS IN OIL FIELDS

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Власенко Артур Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Консультант:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

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

Introduction

Every year the rate of hydrocarbon production is decreasing, and water cut is increasing. In this regard, the development of carbonate reservoirs is becoming relevant in order to maintain production rates.

A feature of carbonate reservoirs is their complex structure, which has a low permeability, a high degree of heterogeneity, a complex structure of the pore space, as well as heterogeneity of reservoir filtration characteristics. So, due to the uneven distribution of permeability over the thickness and area, it leads to uneven development of reserves, leaving low-permeability areas unaffected. A porous-cavernous-fractured type of reservoir leads to a rapid fluid cut and, as a consequence, a decrease in oil recovery.

Basically, in the development of carbonate reservoirs, various types of acid treatment of wells are used as methods of oil stimulation. These methods include hydrochloric acid, thermal acid, foam acid and other types of acid treatments of wells. Acid treatments lead to an increase in permeability, fracturing, which in turn accelerates the process of watering well production.

One such method is the use of combined two-stage polymer acid treatments. The purpose of which is, at the first stage of treatment, the selective shutdown of water-saturated intervals, and at the second - hydrochloric acid treatment of the oil-saturated pore rock to increase the permeability of the carbonate reservoir.

1 Geological features of carbonate reservoirs

The material composition of the rock

The main minerals that make up the carbonate rock are calcite and aragonite CaCO_3 , dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, and magnesite MgCO_3 . In addition to the main rock-forming minerals, carbonates contain rhodochrosite MnCO_3 , siderite FeCO_3 , smithsonite ZnCO_3 , and ankerite $\text{Ca}(\text{Mg,Fe,Mn})(\text{CO}_3)_2$.

Calcite is the main (sometimes the only) mineral of carbonate sedimentary rocks, especially biogenic rocks, and, along with aragonite, is included in the hard parts of corals and many other organisms.

Aragonite is an unstable modification of calcium carbonate. It differs from calcite in the appearance of crystals, lack of cleavage and somewhat increased hardness, and from radiant zeolites in reaction with hydrochloric acid.

Dolomite crystallizes, forming rhombohedral crystals, the faces of which are rhombus-shaped and parallel to the directions of its perfect cleavage. Dolomite powder boils in hydrochloric acid, the pieces dissolve very slowly in it, but are soluble in hot acid.

The processes of carbonate formation according to the method of accumulation in the marine environment lead to the formation of three groups of carbonate rocks. A classification scheme is common that combines limestone, calcareous-dolomite rocks and dolomites. For all of them, the division into three main genetic groups is equally valid: chemogenic (or biochemogenic), organogenic, and detrital, with the fourth genetically complex group of transitional or mixed carbonate rocks identified [1].

The group of chemogenic (or biochemogenic) carbonate rocks includes rocks, the carbonate part of which is mainly (50% or more) represented by chemically or biochemically precipitated carbonate material. This group of rocks includes carbonate formations such as oolites, pisoliths, clots (<0.1 mm) and lumps (0.1-1.0 mm), carbonate muds.

An extensive group of organogenic carbonate rocks consists of rocks in which 50% or more of the carbonate part belongs to carbonate organogenic remains. Depending on whether the latter are represented by the remains of animal organisms (fauna) or flora (algae), organogenic carbonate rocks can be zoogenic, phytogenic, or mixed, phytozoogenic.

In the subgroup of zoogenic carbonate rocks, limestones composed of whole skeletal fragments are distinguished - biomorphic (solid shell) or their fragments - detrital (with fragments larger than 0.1 mm) and sludge (with fragments less than 0.1 mm), as well as mixed biomorphic detrital, biomorphic-sludge.

Further subdivision of zoogenic, phytogenic and phytozoogenic carbonate rocks is carried out in accordance with the group affiliation of organogenic remains.

The zoogenic carbonates include coprogenous limestones, which do not consist of the skeletal remains of the organisms themselves, but of the products of their vital activity.

Among the phytogenic (and phytozoogenic) carbonate rocks, there are proper algal (lithotamnium, codia and other limestones) and their specific varieties - stromatolitic, oncolitic, microphytolithic limestones, calcareous-water-dolomitic rocks and dolomites.

Clastic carbonate rocks include limestones, dolomites, and calcic-dolomite rocks that are 50% or more composed of carbonate rock fragments. Their cement is a granular carbonate material.

Among clastic carbonate rocks, one can distinguish between sedimentary, i.e., primary clastic carbonate rocks, and catagenetic, secondary clastic.

Secondary clastic carbonate rocks include various pseudoconglomerates and breccias that have arisen due to the destruction or crushing of already formed carbonate rocks during tectonic deformations or as a result of leaching processes.

Among the primary detrital carbonate rocks, one should distinguish between terrigenous proper (allochthonous, extraclasts), formed by carbonate fragments - products of destruction of the adjacent land, and intraformational (autochthonous, intraclasts). The latter arise directly at the place of their formation due to underwater erosion of already compacted carbonate sediments. Formed formations of clastic rocks are represented by conglomerates and breccias (>1.0 mm), gravelstones (1.0-10.0 mm), sandstones (1.0-0.1 mm) and siltstones (0.1-0.01 mm).

Transitional or mixed type rocks are rocks in which granular carbonate material is of secondary importance, acting as cement, and the predominant (> 50%) "cemented" material is genetically different. It may belong to chemogenic (biochemogenic) formed carbonate formations, organogenic remains, and fragments of carbonate rocks. In this case, their presence in significant, approximately equal quantities is mandatory. Accordingly, such rocks will be characterized as organogenic-detrital, lumpy-organogenic, and so on.

Carbonate sedimentary rocks - limestones and dolomites - are subdivided according to their material composition, method of formation, and structure. In the classifications of carbonate rocks according to their material composition, along with more or less pure differences, natural mixed carbonate rocks that exist in nature are displayed. Limestones (and dolomites), often containing impurities or significant proportions of clayey, sulfate, siliceous, less often clastic material, form mixed clayey-sulfate-siliceous and detrital-limestone (or dolomite) rocks and occupy an intermediate position between limestones and dolomites, with one side, and clay, sulfate, siliceous and terrigenous rocks - on the other.

For the division of one-, two- and three-component carbonate rocks according to their chemical composition, schemes have been proposed, often depicted in the form of triangular diagrams. In the diagrams, three components are given as the main ones: limestone, dolomite, and a residue insoluble in hydrochloric acid (clay, silt, sand). Most classification triangles give two series of transitional rocks between the three main components: a series directed from pure limestone (or dolomite) towards clay, through marls, and a series from limestone towards dolomite (or magnesite).

Fluid Filtration Mechanism in Carbonate Reservoirs

The formation of the porosity of carbonate rocks occurs in four main stages (hypergenesis → sedimentogenesis → diagenesis → catagenesis) with further post-sedimentary transformations (compaction and cementation, recrystallization, dolomitization, calcitization and sulfatization, leaching, fracturing). Let us consider these stages and their consequences.

Sedimentogenesis is the process of sediment formation. The formation of the void space and its structure at this stage is greatly influenced by the hydrodynamics of the sedimentation medium. Weak hydrodynamics and sediment mobility lead to the sedimentation of fine-grained carbonate material (pelitomorphic, fine-grained limestones and silts), in which the pore size is equal to the size of carbonate particles ($\approx 10^{-3}$ mm).

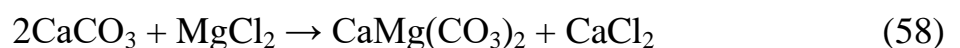
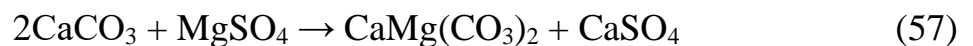
Diagenesis, according to N. M. Strakhov, is all the processes that occur in sediment immediately after its formation until the moment of its complete

lithification and transformation into rock. During diagenesis, sediment compaction and a decrease in the volume of the pore space occur as a reaction to a denser packing of grains with an increase in rock pressure. Sediment compaction is associated with the process of cementation, which occurs due to the supply of additional carbonate matter with meteoric and sea waters, which leads to a decrease in porosity and lithification of rocks.

During diagenesis, two types of fracturing are formed: lithogenetic, leading to the formation of microcracks, and tectonic, accompanied by meso- and macrocracks. The next stage after diagenesis is catagenesis.

Catagenesis is the stage of chemical and mineralogical transformation of sedimentary rocks before their transformation into metamorphic rocks. Catagenesis is accompanied by recrystallization, calcitization and sulfatization of rocks, leaching and dolomitization, as well as fracturing. The cement content can reach 30% of the total rock volume and is half of the solid phase. Leaching at this stage is one of the main processes leading to the formation of vuggy porosity.

Dolomitization, or the replacement of calcium by magnesium, occurred as a result of exposure to magnesium-containing waters. The change in the structure of the pore space occurs according to the Haidinger (1) or Marignac (2) reaction:



The value of catagenetic porosity during dolomitization depends on the composition of magnesium-containing solutions. If dolomitization proceeds according to the Marignac reaction, then the resulting calcium chloride is carried out due to high solubility, porosity increases. If the Haidinger scheme is in effect, calcium sulfates are formed, partially filling the pores and reducing porosity.

According to N.P. Zapivalov, dolomitization is of the greatest importance for changing the filtration and capacitive properties. He believes that, in essence, this is metasomatism, which occurs by replacing a calcium ion with a magnesium ion.

In metasomatic dolomites, pores 0.2–0.8 mm in size and vugs larger than 1.0 mm are often formed.

The final stage of catagenetic transformations is the process of crack formation.

Fracturing provides a connection between porous areas; in some cases, leaching voids and stylolite joints are formed along the cracks. Fractured voids are usually small.

The cracks observed in carbonate rocks can be completely or partially filled (“healed”) with various mineral substances (carbonate, quartz, sulfates, etc.), clay material, or black metamorphosed organic matter. All of them are called mineral. Along with them, cracks can be distinguished that remain hollow - open. The latter also include cracks filled with brown or yellow bitumen (oil).

The opening of mineral cracks varies over a very wide range: from fractions of a millimeter to 1 cm or more. Opening of open cracks, as a rule, does not exceed 20-25 microns, i.e. 0.02-0.025 mm (microcracks). According to the opening, cracks are divided into capillary (from 0.005 to 0.01 mm or 5-10 microns), subcapillary (from 0.01 to 0.05 mm or 10-50 microns), as well as hair (from 0.05 to 0.15 mm or 50 - 150 μm)

The vast majority of hydrocarbon deposits of the Paleozoic complex is confined to the contact zone of Paleozoic and Mesozoic rocks. The most important factors influencing the formation of such traps are the sharply dissected erosion-tectonic relief formed as a result of selective rock erosion and disjunctive tectonics, as well as the unconformity of the overlying rocks. As a rule, hydrothermally or catagenetically altered rocks and weathering crusts of rocks developed on erosion ledges served as reservoirs [2].

In the Late Paleozoic and Early Mesozoic, the territory under consideration was relatively elevated and was subjected to denudation processes with the formation of areal weathering crusts, the thickness of which, according to various researchers, reached from 5–20 m on the domes to 80–100 m on the slopes of the structures. The presence of numerous tectonic faults of different amplitudes and orientations, as well as their repeated alternating activation, which occurred in the Permian-Triassic, Jurassic, Cretaceous and recent stages of geological development,

determined the small-block nature of these ledges, contributed to the introduction of numerous intrusions and the manifestation of gas emanations, and initiated repeated processing of the original rocks by secondary processes. . This contributed to the formation of specific reservoirs of porous-fractured, fractured, porous-cavernous-fractured types and their sharp vertical and lateral differentiation from impermeable differences to reservoirs.

The capacity of Riphean reservoirs is associated with leaching cavities (caverns) developed both along the surface of fractures and inside rock blocks. These cavities are linked into a single hydrodynamic system by a developed system of microcracks, which has a predominantly chaotic or horizontal orientation.

The flow rate equation, with steady liquid and gas filtration in a deformable fractured formation, can be represented as:

$$Q = \frac{2\pi k_{m0} h (p_k - p_c) \left[1 - \frac{3\beta}{2} (p_k - p_c) \right]}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (59)$$

where, Q – well flow rate; h – formation thickness; Pk - pressure on the well supply circuit; Pc - pressure at the bottom of the well; Rk is the radius of the well feed contour; rc – well radius; $\beta = \beta_m l / \delta_0$ – complex parameter of the fractured medium; μ - viscosity; δ_0 – crack opening at pressure p0; l is the average distance between cracks; $\beta_m = (1 - 2\sigma) / E$ – elastic constant; E - Young's modulus; σ is Poisson's ratio.

The complex parameter of a fractured medium depends on the elastic properties and geometry of the fractures. The average distance between the fractures shows how many fractures there are in the reservoir and, as a result, with a larger number of fractures, the filtration will be more intense and the flow rate will be higher. The elastic constant shows how resistant the rock is to deformations, and the smaller this parameter, the less the rock affects the compression of the fracture and the decrease in filtration in the reservoir. The fracture openness parameter at the initial pressure from the point of view of filtration shows the width of the fracture

through which the fluid passes and the larger it is, the greater the permeability of the reservoir, and therefore the flow rate will be greater.

Complications in carbonate reservoirs during field development

Important complications in the development of oil fields with a carbonate type of reservoir are: low porosity, fracturing, heterogeneity. So, in the natural mode of production, oil recovery reaches 12-15%, and when using stimulation methods, it does not exceed 25-29%.

In carbonate reservoirs, the phenomenon of fracture anisotropy is observed, which in turn leads to rapid water cut. When developing objects, one of the reasons for accelerated watering is highly permeable interlayers and fracture systems, through which formation and injected waters break through. The operation of individual wells and the reservoir as a whole can also be complicated by the presence of bottom water, which cone-shaped is pulled up to the bottomhole zone and enters the well, which leads to premature watering and, as a result, to a decrease in oil recovery. Carbonate reservoirs are characterized by a layered structure of productive strata, heterogeneity in thickness, therefore, during the development process, uneven layer-by-layer development of reserves occurs.

The decrease in reservoir permeability leads to complications in the development process. One of the reasons is the deformation of the reservoir, namely the closure of natural fractures with a decrease in bottomhole and reservoir pressures in the development process. Another reason is the contamination of the bottomhole zone. In the initial formation conditions, due to the elasticity of the rocks of the productive formation and the liquids saturating it, these cracks are in an open state and do not prevent the movement of the liquid. However, when the formation is opened or during production, high drawdowns are created in the bottomhole zone, and formation fractures close near the wellbore. With an increase in drawdown, the productivity index decreases. After the depression is reduced, the rock acquires its original state and the filtration characteristics are restored. Too high depressions can also lead to irreversible changes in the rock skeleton. Such processes occur during plastic deformations of reservoirs, which occur when the effective rock pressure

exceeds the yield strength of the rock. Thus, with an increase in drawdown, the impact on the rock increases and the removal of separated particles occurs more actively due to small destruction of the rock, which entails more intense clogging of the filtration channels, and then a decrease in the permeability of the bottomhole zone.

In the bottomhole formation zone, the largest pressure drops are observed. Due to the influence of mineralization, which is the cause of the formation of salts, and high pressures, there is a process of intense precipitation and accumulation of salts in the BFZ.

In the bottomhole formation zone, the largest pressure drops are observed. Due to the influence of mineralization and high pressures, there is a process of intense precipitation and accumulation of salts in the BFZ. Due to mineralization, the formation of small "embryos" (associates) occurs. With the achievement of the saturation limit for these conditions, on the surface of the equipment or in the volume of the liquid, many small particles almost instantly appear, which act as the center of crystallization. The process of diffusion of the dissolved substance from the volume of the solution to the surface of associates is the cause of crystal growth. Their growth is significantly affected by the degree of supersaturation of solutions, the initial value of the "nucleus", the presence of impurities, the roughness of the surface of the equipment, etc.

The formation of CaCO_3 deposits occurs due to:

- a) the pressure drop at which CO_2 is released;
- b) a change in pressure or temperature, which leads to a deterioration in solubility. With increasing temperature, the solubility of calcium carbonate deteriorates and a precipitate forms;
- c) mixing two liquids that are chemically incompatible;
- d) increase in pH (hydrogen index) of formation and waste waters;
- e) the use of surfactants, inhibitors and other chemical elements that promote the crystallization of calcite.

When deposits form in the reservoir, they plug the pores, thus reducing the permeability. Deposits in the reservoir are formed in the immediate vicinity of the well, while the permeability of the bottomhole zone of the wells decreases.

2 High-Temperature Conditions

The main problems with the use of hydrochloric acid:

1) Large Volume of Acid Required: Due to the high rate of chemical reaction of HCl with formations, acid is consumed rapidly, resulting in large volumes of acid being used in acid treatment. In high temperature formations, the risk increases as a 10°C increase in temperature doubles the rate of the chemical reaction.

2) Inefficient wormhole structure due to rapid reaction of the acid with the formation. The acid does not have time to penetrate deep into the medium and leads to more uniform dissolution. It is also problematic to reduce the injection rate at high temperatures to increase the contact time, since the process of bottomhole dissolution begins.

New acid formulations are needed to solve bottom hole dissolution problems. On fig. Figure 1 shows how the injection of HCl at a temperature of 394.26 K and an injection rate of $3.3 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ led to the formation of a conical channel and the dissolution of the bottom of the core [2]. Moreover, a PVBT of 4.25 was required, which is relatively high. Efficient acidizing requires higher optimum injection rates because the acid is consumed faster at higher temperatures. In high temperature environments, acid slows down the acid reaction, it requires lower pumping rates, which leads to dominant wormholes and reduces the rate of corrosion.

Organic Acids

One of the first proposed alternatives to HCl is the use of organic acids. Since they have a low dissolution rate compared to HCl. Such acids penetrate deep into the reservoir, because they do not linger in the rock. The most common organic acids are acetic and formic acids. However, they can compete with a more effective acid - methanesulfonic acid (MSA).

Methanesulfonic Acid

Organic acid substitute methanesulfonic acid has a higher acidity than other organic acids, so it is a stronger organic acid. MSA also has the advantage of soluble reaction products, lower corrosiveness and low toxicity. But the cost of this acid is very high. Experimentally, it was possible to obtain a more economical acid system than the use of MSA alone. For this, acid mixtures were created in different ratios: HCl:MSA 2.5:7.5.5:5 and 7.5:2.5 wt.% HCl:MSA at injection rates of 3.3×10^{-8} – 8.8×10^{-8} , 1.3×10^{-7} , and 1.7×10^{-7} m³/s at 394.26 K. The optimal acid mixture was 5:5 wt. injection rate 1.3×10^{-7} m³/s, PVBT 1.33 required. The acidic mixture formed a single, straight and dominant wormhole (Fig. 1).

Acetic Acid

A study at 394.26 K shows a PVBT of 9.1 at an injection rate of 2.2×10^{-8} m³/s using 15% acetic acid (HAc). Moreover, its wormhole structure shows a dominant wormhole but with some offshoots (see Figure 1). The high PVBT value from acetic acid is due to the low solvent power of this weak acid. Organic acids should be used at a careful concentration to avoid precipitation of calcium acetate and calcium formate. A problem with the use of organic acids is their low solvent power, which limits their ability to form wormholes and results in poor acid treatment.

Surfactant-Based Emulsified Acids

In order to slow down the diffusion of hydrochloric acid to the surface of the carbonate and to ensure a deeper penetration of the living acid, delayed action acid systems are added. One example of this is emulsified acids, which are an effective alternative to HCl because they result in better acid distribution due to their higher viscosity and slower reaction rate than HCl. Emulsified acids usually work by adding a surfactant to the acid solution (nonionic and cationic surfactants). Nonionic surfactants consist of a neutral charge at the hydrophilic end, while cationic surfactants have a positive charge instead. Cationic surfactants are most commonly used, and nonionic surfactants are considered more promising because they do not cause incompatibilities with other additives.

Cationic Surfactant-Based Polymer-Assisted Emulsified Acid

Despite the good knowledge of the use of cationic surfactants, they have led to the formation of corrosion products (Fe^{+2}) due to incompatibility. However, studies by Zakaria & Nasr-El-Din, 2016 showed positive results when using a cationic surfactant in a polymer coated emulsified acid (PA EA) system. This system was achieved by combining gelled and emulsified acids into one by adding 1, 5% polymer in one acid phase. The resulting mixture should reduce the diffusion of acid droplets, thereby slowing down the rate of its reaction by increasing the viscosity of the acid. This acid system resulted in a stable acid with non-Newtonian shear thinning properties. As shown in Figure 1, at low injection rates of $8.3 \times 10^{-9} \text{ m}^3/\text{s}$, this acid system had a PVBT of 1.81, and at intermediate injection rates of 3.3×10^{-8} and $8.3 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$, it achieved smaller PVBTs of 0.34 and 0.38. Figure 1 also shows a dominant wormhole and some branching. However, the entry and exit of the core observed in Figure 1 show that there was only one dominant wormhole that achieved penetration at both entry and exit. To get rid of most of the polymer residue inside the formation and avoid plugging, a common solvent was used in the post-flush phase.

Non-Ionic Surfactant-Based Emulsified Acids

Nonylphenol has been proposed as a nonionic surfactant in emulsified acid (NP 100 EO). The addition of highly ethoxylated nonylphenol reduces the reaction rate of HCl, with the reaction time increasing from 10 s to 1027. This is due to the increase in viscosity when the nonionic surfactant is added, since the viscosity is highly dependent on the degree of ethoxylation. Figure 1 shows that NP 100 EO has less pore volume to break through at the same HCl injection rate due to its delayed response. In addition, NP 100 EO resulted in a dominant wormhole at low flow rates, while HCl at the same flow rate resulted in end and cone dissolution (see Fig. 1). The disadvantage of the study is that it was carried out at a temperature of 298.15 K. Despite the low reaction rate of NP 100 EO and the formation of effective wormholes at low injection rates, the obtained additional characteristics of the solution can be further studied in high temperature environments. Another non-ionic surfactant, emulsified acid (NIS-EAc), also produced a stable emulsion up to 422.04

K. The carbonate core required a low PVBT of 0.19 at a low injection rate of $3.3 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$. This also resulted in a dominant wormhole (Figure 1).

Especialized Gelled Acid

Another type of slow acting acid is gelled acids. They are obtained by adding a polymer to an acid. According to the scientific literature, modifications of gel-like acids are necessary for effective stimulation. In situ gelled acids are one example that works by adding a crosslinker to the gelled acid. Without additives, thickened acids lead to the formation of a filter cake, which is detrimental to the increase in permeability. The use of thickened acids in situ results in the formation of a thin layer of gel which prevents the formation of a polymeric filter cake.

Biopolymeric Resin-Based Retarded HCl

In order to reduce the mobility of acid particles and, as a result, reduce their reaction rate with respect to the fluid, it was proposed to add a composite based on a biopolymer resin. During the experiment, the optimal injection rate of the composition at a temperature of 394.26 K was determined, which is $4.2 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$, and the resulting PVBT value was 0.41, as shown in Fig. 17. As a result of using a low injection rate, it was possible to form a single dominant wormhole, and a decrease in the calcium concentration of wastewater samples indicates that the acid penetrated deeper into the formation.

Acid System	Acid Type	HCl %	T (K)	I.R. (m ³ /s)	PVBT	Core Inlet	Core Outlet	Wormhole
15% HCl	HCl	15	298.15	8.3×10^{-9}	3			
4% HCl		4	394.26	3.3×10^{-8}	4.25	N/A	N/A	
15% HAc	Organic	0	383.15	2.2×10^{-8}	9.1		N/A	
5% MSA		5	422.04	1.3×10^{-7}	1.33	N/A	N/A	
PA EA	Surfactant-based emulsified	36.8	383.15	3.3×10^{-8}	0.34			
NP 100 EO		N/A	298.15	8.3×10^{-9}	0.5			
NIS EA		15	422.04	3.3×10^{-8}	0.19			
BP Retarded HCl	Specialized gelled	N/A	394.26	4.2×10^{-8}	0.41	N/A	N/A	

Figure 17 — Experimental characteristics and results from core flooding experiments from different acid systems at high temperatures.

When comparing the results from the high temperatures, NIS-EA is the acid system that had the lowest value of PVBT at a fairly low injection rate. These are good results because the temperature at which the experiment was performed was quite high (422,04 K). This acid system also had a dominant wormhole with almost no branches. The use of the MSA: HCl blend also had good results when compared to the 15% HAc acid system, as it required a lower PVBT. However, it was not the lowest PVBT in this section, and it had the highest optimal injection rate of all the acids discussed. The PA EA also had good results, but when compared to the wormhole of NIS-EA, it had more branches, as is also the case with 15% HAc. The BP Retarded HCl system also had good PVBT at an injection rate of $4,2 \times 10^{-8}$ m³/s

and at a high temperature of 394,26 K. NP 100 EO also had effective results, since at low injection rates it had better performance than that of HCl; however, it should be further tested at different temperatures.

3 Heterogenous Formations

As stimulation treatments have the purpose of raising the overall permeability of the formation, the heterogeneity of multiple layers is a concerning issue for matrix acidizing treatments in carbonate formations [3]. Hence, acid diversion is an indispensable and successful practice to stimulate carbonate reservoirs.

As mentioned above, the most expedient and effective is the use of materials as deflectors that are capable of changing their properties (primarily rheological) directly in the process of acid treatment and providing a certain controllability of acid stimulation on the formation. An example of such materials are specific surfactants, on the basis of which acid treatment technologies have been created using self-diverting acid systems. The viscoelastic self-diverting acid system is a polymer-free deflection system consisting of hydrochloric acid mixed with a viscoelastic surfactant gelling agent. The operation of such systems is based on the ability of surfactants to form a viscoelastic gel when an acid interacts with a carbonate rock. The resulting gel creates an effective local deviation of new portions of the acid composition to previously untreated areas of the formation.

Thus, the use of self-diverting acid compositions ensures uniform intensification of the entire productive interval of the oil reservoir during treatment and a low degree of contamination. Compared to conventional viscous diverter acid stimulation, acidizing with self-diverting acid formulations requires fewer stages and a smaller total injection volume, since the self-diverting acid formulation provides both acid stimulation and diversion. Self-diverting acid composition can be used both as an independent process fluid and in combination with other reagents.

The mechanism of action of the composition can be described as follows: during injection into the well, the process solution first penetrates into zones with high permeability. Acid forms wormholes (fistulas) in carbonate rocks.

During the contact of the acid with the rock, the acid is neutralized, calcium chloride is formed and the pH rises, the composition of the composition begins to turn into a gel and form a new viscous barrier. The gel-like composition temporarily fills (plugs) wormholes, cracks, directing the remainder of the composition into zones and layers with lower permeability.

The resulting viscoelastic gel in its structure, in the first approximation, resembles a polymer one. The main difference is expressed in the type of structurant, in the case of a polymer gel - polymer molecules, and in a viscoelastic system - dynamically existing cylindrical micelles consisting of surfactants. When a certain overlap concentration is reached, these supramolecular structures form the so-called entanglement network, which ultimately leads to the formation of a viscoelastic gel.

The formation of worm-like micelles and their further growth is facilitated by a number of factors: the presence of organic and inorganic salts, the pH value, the presence of co-surfactants, etc. These factors contribute to the gradual formation of a viscoelastic gel.

On the basis of the studies carried out at the Institute of Chemical Science of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, an acid oil-displacing composition of prolonged action based on surfactants, an adduct of boric acid and glycerin (HBA composition) was created, which implements the concept of chemically evolving systems. The composition is compatible with mineralized formation waters, has a low freezing temperature (minus 20 ÷ minus 60 °C), low interfacial tension at the boundary with oil (below 0.001 mN/m at the boundary with oil from the Usinskoye field). The density of the composition can be adjusted from 1100 to 1300 kg/m³, viscosity - from tens to hundreds of mPa·s.

The composition is applicable to enhance oil recovery and intensify oil production by increasing the permeability of reservoir rocks and the productivity of production wells in a wide temperature range - from 10 to 200 °C. Most effective in carbonate reservoirs. The composition has a delayed reaction with carbonate rocks. High oil-displacing capacity, compatibility with saline formation waters, reduction

of clay swelling leads to additional washing out of residual oil from both high-permeability and low-permeability formation zones.

As a result of the interaction of the acid composition with the carbonate reservoir, CO₂ is released, which dissolves in oil and reduces its viscosity, which contributes to an increase in the degree of oil recovery. In addition, at high temperatures, more than 70 °C, as a result of interaction with the carbonate reservoir and hydrolysis of carbamide, which is part of the composition, the pH of the composition increases from 2.8-3.1 to 8.8-10.0, and it chemically evolves, turning into an alkaline oil-displacing composition that provides effective oil displacement and prolonged impact on the formation. After thermostating with the composition and carbonate reservoir at a temperature above 70 °C, the oil viscosity decreases by 1.2-2.7 times.

Composition of HBA

Acid oil-displacing composition of HBA of prolonged action based on surfactant, adduct of boric acid and glycerin can be used in the treatment of bottom-hole zones (BHT) of injection and production wells using various injection schemes: one rim, several rims, alternating injection of rims of the HBA composition of different concentrations. With alternating injection of HBM composition rims, first the composition rim diluted 3-10 times (optimally 5 times) is pumped, then the HBM composition rim diluted 2 times, again the composition rim diluted 3-10 times, etc. After injection of the entire volume, the GBK composition is forced into the reservoir from the tubing with a buffer volume of water (8-10 m³). The exposure time of the HBA composition to the bottomhole zone of the well is from 12 hours to 1-3 days, for this period the well must be closed.

Composition GALKA®

Inorganic gel-forming compositions GALKA® under surface conditions are low-viscosity aqueous solutions, and under reservoir conditions they turn into gels. Gelation occurs under the action of the thermal energy of the formation or the injected coolant, without crosslinking agents. For preparation of compositions water of any mineralization is used. Applicable for heterogeneous reservoirs with

permeability from 0.01 to 30 μm^2 . Gelation time - from several minutes to several days in the temperature range of 10-320 °C.

The method is based on the ability of the aluminum salt - carbamide - water system to generate inorganic gel and CO₂ directly in the reservoir due to the thermal energy of the reservoir or the injected coolant. The method implements the well-known principle of emerging reagents (homogeneous precipitation). A homogeneous aqueous solution containing a gel-forming system is injected into the reservoir. Due to the thermal energy of the formation or the injected coolant, carbamide is gradually hydrolyzed, forming CO₂ and ammonia, the pH of the solution increases, hydrolysis of aluminum ions occurs, as a result, after a certain time, a gel forms almost instantly in the entire volume of the solution.

As a result of the formation of the gel, the permeability of the reservoir for water decreases. The degree of permeability reduction is the higher, the greater the initial water saturation and permeability of the reservoir rock. The static shear stress of the gel is in the range of 3-40 Pa. The principle of in-situ gelation was used to create the GALKA and GALKA-surfactant gel-forming systems.

GALKA gel-forming compositions, which are low-viscosity solutions with pH = 2.5 - 3, containing aluminum salt, urea and some additives that improve their technological parameters. They are able to dissolve carbonate minerals of the reservoir rocks, reduce the swelling of clays. In the reservoir, due to its thermal energy or the energy of the injected coolant, carbamide is hydrolyzed with the formation of ammonia and CO₂, which leads to an increase in the pH of the solution. At pH = 3.8 - 4.2 there is an instantaneous formation of aluminum hydroxide in the entire volume of the solution. This is manifested in an abrupt increase in pH and dynamic shear stress of the gel-forming solution [4].

The gelation time depends on the temperature and the ratio of the components of the gelling system. Solutions of aluminum salts without carbamide do not form gels. For every 10°C change in temperature, the gelation time changes by a factor of 3.5. The influence of aluminum hydroxide gel on the filtration of reservoir fluids, performed on linear and bulk models of the reservoir from natural cores of Western

Siberia fields, has been studied. As a result of the formation of the gel, the permeability of the rock for water decreases by 2-70 times.

Technologies with the use of inorganic gel-forming compositions GALKA-thermogel are effective for increasing reservoir coverage during water or steam injection in the temperature range of 40-350 °C.

There are compositions of GALKA-thermogel:

- GALKA-thermogel-S for reservoir temperatures of 70-320 °C,
- GALKA-thermogel-U - 40-70 °C,
- GALKA-thermogel-NT - 20-40 °C.

As studies have shown, a solution of the GALKA-thermogel-S composition forms a gel at 90 °C after 4 hours, at 80 °C - after 12 hours, at 70 °C and 60 °C - after 2 and 3 days. A solution of the composition GALKA-thermogel-U at 60 °C forms a gel after 3 hours, at 40 °C - after 18 hours.

The main distinguishing features of the GALKA-thermogel compositions are:

- the ability to regulate the temperature of gelation, which allows them to be used in a wide temperature range (20-320 °C), including the steam-thermal effect on the formation;

- homogeneity and low viscosity of injected aqueous solutions, which makes them suitable for use in low-permeability reservoirs;

- solid commodity form, which makes it possible to inject the compositions into the well by dosing directly into the conduit, without prior dissolution;

- low pour points of solutions, which makes the technology applicable in winter conditions.

Composition NINKA-Z

The thickened NINKA-Z composition is both a flow-diverting and oil-displacing composition, it is used to increase both the oil displacement efficiency and the sweep efficiency of high-viscosity oil deposits developed by thermal steam treatment (Altunina et al., 2011, 2015; Altunina et al., 2016). In the reservoir, under thermal exposure, urea is hydrolyzed, forming CO₂ and NH₃, which, together with an ammonium salt, gives an alkaline ammonia buffer system that is optimal for oil

displacement purposes. An increase in pH causes hydrolysis of the aluminum salt with the formation of an aluminum hydroxide sol, while the viscosity of the composition increases by 1-2 orders of magnitude, which leads to an increase in the coverage of the formation by thermal action, the connection of low-permeability interlayers, a decrease in the viscosity of oil and its aftercare. As a result, there is an increase in the reservoir sweep factor, an increase in oil recovery factor and an intensification of oil production.

REFERENCES

- 1) Chacon OG, Pournik M. Matrix Acidizing in Carbonate Formations. *Processes*. 2022; 10(1):174.
- 2) Ortega, A. Acidizing High-Temperature Carbonate Formations Using Methanesulfonic Acid; Texas A&M University: College Station, TX, USA, 2015.
- 3) Correia, M.G.; Maschio, C.; Schiozer, D.J. Integration of multiscale carbonate reservoir heterogeneities in reservoir simulation. *J. Pet. Sci. Eng.* 2015, 131, 34–50.
- 4) Finšgar, M.; Jackson, J. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: A review. *Corros. Sci.* 2014, 86, 17–41.