

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка эффективных деструкторов кольматантов призабойной зоны пласта на основе полимерных реагентов

УДК 622.276.63:678.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Аксёнов Александр Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально-гуманитарных наук	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Задорожная Т.А.	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Общекультурные компетенции	
P1	Способность самостоятельно приобретать и использовать в практической деятельности новые знания и умения, в том числе в новых областях знаний, непосредственно не связанных со сферой деятельности
P2	Уметь использовать программно-целевые методы решения научных проблем
P3	Способность самостоятельно овладевать новыми методами исследований, модифицировать их и разрабатывать новые методы, исходя из задач конкретного исследования
P4	Способность проявлять инициативу, в том числе в ситуациях риска, находить нестандартные решения, брать на себя всю полноту ответственности
P5	Уметь понимать и анализировать экономические, экологические, социальные и проблемы промышленной безопасности нефтегазовой отрасли
Профессиональные компетенции	
P6	Умение формулировать и решать задачи, возникающие в ходе научно-исследовательской и практической деятельности
P7	Умение использовать методологию научных исследований в профессиональной деятельности
P8	Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы
P9	Умение проводить анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методик и средств решения задачи, проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты новых разработок
P10	Умение применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности
P11	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Аксёнову Александру Викторовичу

Тема работы:

Разработка эффективных деструкторов кольматантов призабойной зоны пласта на основе полимерных реагентов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Определение эффективности разрушения полимеров с помощью различных брейкеров. Применяемые полимеры: ксантан; ПАЦ НВ (PolyPac ELV); ПАЦ ВВ (Оснопак ВТ); полиакриламид (Seurvey FL; Сайпан); крахмал (Reatrol). Применяемые деструкторы: соляная, азотная, серная кислоты; перкарбонат натрия; гипохлорит натрия; перекись водорода; персульфат калия.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Проведение экспериментальных исследований по разрушению полимеров в их водном растворе и в составе фильтрационной корки модельного бурового раствора; 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 6. Выводы по работе.
Перечень графического материала	Схема известных факторов, приводящих к кольматации ПЗП, с методами их разрушения; презентация.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Разделы, выполненные на иностранном языке	Стрельникова А.Б.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Анализ применяемых методов борьбы с известными кольматантами

Analysis of methods applied to control colmatants

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1.02.2016
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Аксёнов Александр Викторович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Уровень образования: Магистратура
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.05.16	<i>Выполнение литературного обзора</i>	50
1.06.16	<i>Проведение лабораторных исследований</i>	40
7.06.16	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Аксёнову Александру Викторовичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<p>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</p>	<p>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах</p>
<p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p>	
<p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p>SWOT-анализ проекта</p>
<p>2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</p>	<p>Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта (НИИ)</p> <p>1. Материальные затраты НИИ</p> <p>2. Основная заработная плата исполнителей темы</p> <p>3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы</p> <p>4. Отчисления на социальные нужды</p> <p>5. Накладные расходы</p> <p>6. Бюджет научно – технического исследования</p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. Матрица SWOT</p> <p>2. Календарный график проведения НИИ</p> <p>3. Бюджет проекта</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ю.С. Макашева			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Аксёнов Александр Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Аксёнову Александру Викторовичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

При вскрытии продуктивного пласта происходит активная коагуляция призабойной зоны пласта частицами твердой фазы бурового раствора. Также возможен процесс осадкообразования при взаимодействии бурового раствора и пластового флюида. В процессе эксплуатации имеет место процесс выпадения и отложения асфальтеносмолопарафиновых составляющих нефти. Также к снижению проницаемости ПЗП приводят полимеры, присутствующие в составе технологических жидкостей. Поэтому в качестве объекта исследования выбран процесс декоагуляции призабойной зоны пласта. В роли рабочей зоны рассмотрена лаборатория.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

- 1.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования:
- 1.2. Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований:
- 1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия вредных и опасных факторов

Проведен анализ рабочей зоны, по результатам которого выявлены следующие вредные факторы:

- пониженная влажность воздуха;
- температура воздуха в лаборатории;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- загазованность воздуха рабочей среды;
- повышенная температура поверхности оборудования.

В качестве опасных факторов:

- химические (раздражающие и токсические);
- электрический ток.

Рассмотреть источники опасностей, воздействие на человека, нормирование, мероприятия по защите от данных факторов.

2. Экологическая безопасность

- 2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.
- 2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.

Влияние объекта исследования на литосферу:

- химическое загрязнения почв в результате разлива химикатов.

Влияние объекта исследования на гидросферу:

<p>2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</p>	<p>–повышения ионов тяжелых металлов в поверхностных водах в результате воздействия химических реагентов на почву и ее составляющие. Влияние объекта исследования на атмосферу: – испарения кислот. Влияние процесса исследования на окружающую среду выражены также загрязнением водных ресурсов и почв. Рассмотреть влияние вышеописанных факторов на окружающую среду и предложить возможные мероприятия и средства защиты окружающей среды от данных факторов.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования. 3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований. 3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.</p>	<p>В качестве наиболее распространенной ЧС в лаборатории рассмотрен пожар. Необходимо описать возможные причины данной ЧС, рассмотреть мероприятия по предотвращению ЧС и составить план действий на случай, если ЧС уже случилась</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства. 4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователей</p>	<p>Рассмотреть нормы охраны труда для работника лаборатории, а также нормы по компоновке рабочего места в лаборатории.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Задорожная Т.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Аксёнов Александр Викторович		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 149 с., 26 рис., 20 табл., 73 источника, 5 прил.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, кольматанты, загрязнение продуктивного коллектора, кислотная обработка, декольматация.

Объектом исследования является процесс борьбы с кольматантами призабойной зоны пласта.

Цель работы – поиск наиболее эффективных деструкторов для полимеров, применяемых в составе буровых промывочных жидкостей.

Задачи:

- определить наиболее эффективный деструктор;
- определить оптимальную концентрацию применяемого деструктора.

В данной магистерской диссертации рассмотрен процесс формирования призабойной зоны пласта. Также рассмотрены основные факторы, приводящие к загрязнению продуктивного коллектора на всех стадиях строительства и эксплуатации скважины. Изучены известные методы борьбы с встречаемыми типами кольматантов призабойной зоны пласта. Описана методика проводимых исследований. Представлены результаты проведенных экспериментов по разрушению полимерных кольматантов.

Пояснительная записка магистерской диссертации выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016. Для создания графического материала применялась программа КОМПАС-3D.

Оглавление

Введение.....	14
1. Литературный обзор.....	16
1.1 Общие представления о формировании призабойной зоны пласта.....	16
1.2 Причины снижения проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта.....	22
1.2.1 Первичное вскрытие продуктивного пласта.....	22
1.2.2 Цементирование и перфорация скважины.....	30
1.2.3 Глушение скважины.....	34
1.2.4 Эксплуатация скважины.....	36
1.2.5 Нагнетание жидкостей для целей ППД.....	36
1.2.6 Обработка призабойной зоны пласта.....	38
1.2.7 Гидроразрыв пласта.....	39
1.2.7.1 Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на водной основе.....	39
1.2.7.2 Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на углеводородной основе.....	41
1.3 Анализ применяемых методов борьбы и деструкторов с известными кольматантами.....	41
1.3.1 Кислотные обработки.....	41
1.3.1.1 Кислотная обработка карбонатных коллекторов.....	43
1.3.1.2 Кислотная обработка терригенных коллекторов.....	47
1.3.1.3 Кислотное воздействие на кольматанты.....	49
1.3.2 Некислотное воздействие.....	50
1.3.3 Физические методы воздействия на пласт.....	54
2. Методика проводимых исследований.....	58
2.1 Обоснование выбора исследуемых полимеров.....	58
2.2 Эксперименты с водными растворами полимеров.....	59
2.3 Эксперименты с корками модельного биополимерного бурового раствора.....	65

3. Экспериментальная часть.....	71
3.1 Эксперименты с водными растворами полимеров.....	71
3.2 Опыты с фильтрационными корками модельного биополимерного бурового раствора.....	78
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
4.1 SWOT-анализ.....	81
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	83
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	83
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	84
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	85
4.2.4 Бюджет научно-технического исследования.....	89
4.2.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	89
4.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	90
4.2.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	92
4.2.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	93
5. Социальная ответственность.....	95
5.1 Производственная безопасность.....	96
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования.....	96
5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, возникающих в лабораторном помещении при проведении исследований.....	97
5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.....	103
5.2 Экологическая безопасность.....	104
5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	104

5.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.....	106
5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	106
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, инициируемых объектом исследования.....	108
5.3.2 Анализ вероятных ЧС, возникающих в лаборатории при проведении исследований.....	108
5.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	108
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	111
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны исследователя.....	111
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	113
Заключение.....	114
Список литературы.....	116
Приложение А.....	124
Приложение Б.....	139
Приложение В.....	141
Приложение Г.....	145
Приложение Д.....	147

Введение

В связи с увеличением потребности населения в углеводородном топливе и энергии, которое оно дает, нефтяная промышленность развивается в непрерывном темпе. Открываются новые либо запускаются в доработку старые месторождения. Все технологические операции и процессы просчитываются в научно-исследовательских и проектных институтах. Однако в реальности получаемые дебиты введенных скважин оказываются ниже планируемых. Одной из причин данного явления является процесс кольматации призабойной зоны пласта, проявляющийся на всех стадиях строительства и эксплуатации скважин.

На этапе первичного вскрытия продуктивного пласта основными причинами снижения его фильтрационных свойств являются: поглощение бурового раствора продуктивным пластом сопровождающееся формированием трех зон с различными проницаемостями (глинистая корка, зона проникновения дисперсной фазы, зона проникновения фильтрата бурового раствора); кольматация призабойной зоны частицами твердой фазы бурового раствора; набухание скелета горной породы в результате взаимодействия с буровым раствором; образование нерастворимых осадков в результате взаимодействия бурового раствора с пластовым флюидом.

В период стадии цементирования происходит закупорка микро каналов и трещин, что ведет к повышенному фильтрационному сопротивлению пласта.

К основным причинам снижения проницаемости прискважинной зоны в процессе эксплуатации скважин относятся следующие: проникновение жидкостей глушения (пресной, соленой воды) в процессе подземного ремонта; выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений; солеотложение; проникновение в прискважинную зону пласта мехпримесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

Проблемой борьбы с кольматантами занимались такие исследователи, как Подгорнов В.М., Казакова Л.В., Миков А.И., Садыков И.Ф., Марсов А.А., Мокеев А.А., Саетгараев Р.Х., Подавалов В.Б., Яртиева А.Ф., Николаев Н.И.,

Шипулин А.В., Купавых К.С., Земцов Ю.В., Дмитриева А.Ю., Мусабиров М.Х., Абусалимов Э.М., Мусабиров Н.М., Гаврилов В.В., Никлоев Н.И., Петров А.А., Градов О.М. и другие.

Однако стоит отметить тот факт, что проблеме борьбы с полимерными кольматантами уделено недостаточное внимание, что и вызывает наш научный интерес.

Объектом исследования является процесс борьбы с кольматантами. Предметом исследования: деструкторы кольматантов на полимерной основе.

Научная новизна – составлена таблица наиболее распространенных факторов, приводящих к кольматации пласта, с указанием возможных средств и методов борьбы, а также отмечен их механизм воздействия. Получены результаты по эффективности разрушения фильтрационных корок на полимерной основе с различными деструкторами и их комбинациями.

1. Литературный обзор

1.1 Общие представления о формировании призабойной зоны пласта

Призабойная зона пласта является обширным понятием, подразумевающим вскрытую часть пласта (обсаженную, зацементированную и перфорированную или остающуюся открытой). Глубина данной зоны в радиальном направлении также является не определенной, но предположительно находится в диапазоне от метра до десятков метров. На практике к призабойной зоне пласта относится участок, который примыкает к стволу скважины и в пределах которого изменяются фильтрационные свойства продуктивного пласта на всех этапах жизни скважины (строительства, ремонта, эксплуатации).

Призабойная зона скважины является более широким понятием. Оно охватывает зону, большую, чем толщина продуктивного пласта. Для сохранения его максимальной естественной проницаемости продуктивного пласта перед его вскрытием необходимо позаботиться о формировании данной зоны.

ПЗП отличается по своим характеристикам от удаленной зоны пласта (УЗП), не тронутой при строительстве скважины. В данной зоне сохраняется первоначальное естественное состояние породы-коллектора. ПЗП иногда называется блокирующей зоной, поскольку она имеет пониженную проницаемость, достигающую 50 % и более.

Необходимо рассмотреть механизм физико-химических процессов, протекающих при вскрытии продуктивного пласта для понимания причин, приводящих к ухудшению коллекторских свойств в прискважинной зоне [1, 2, 3, 4].

В процессе вскрытия продуктивного пласта буровой раствор и фильтрат начинают проникать в породу под действием перепада давления в системе скважина-пласт. Следствием данного процесса является формирование в прискважинной зоне продуктивного пласта зон с различными проницаемостями и условиями формирования: зона глинистой корки, зона проникновения твердой фазы, зона проникновения фильтрата бурового раствора (см. рисунок 1).

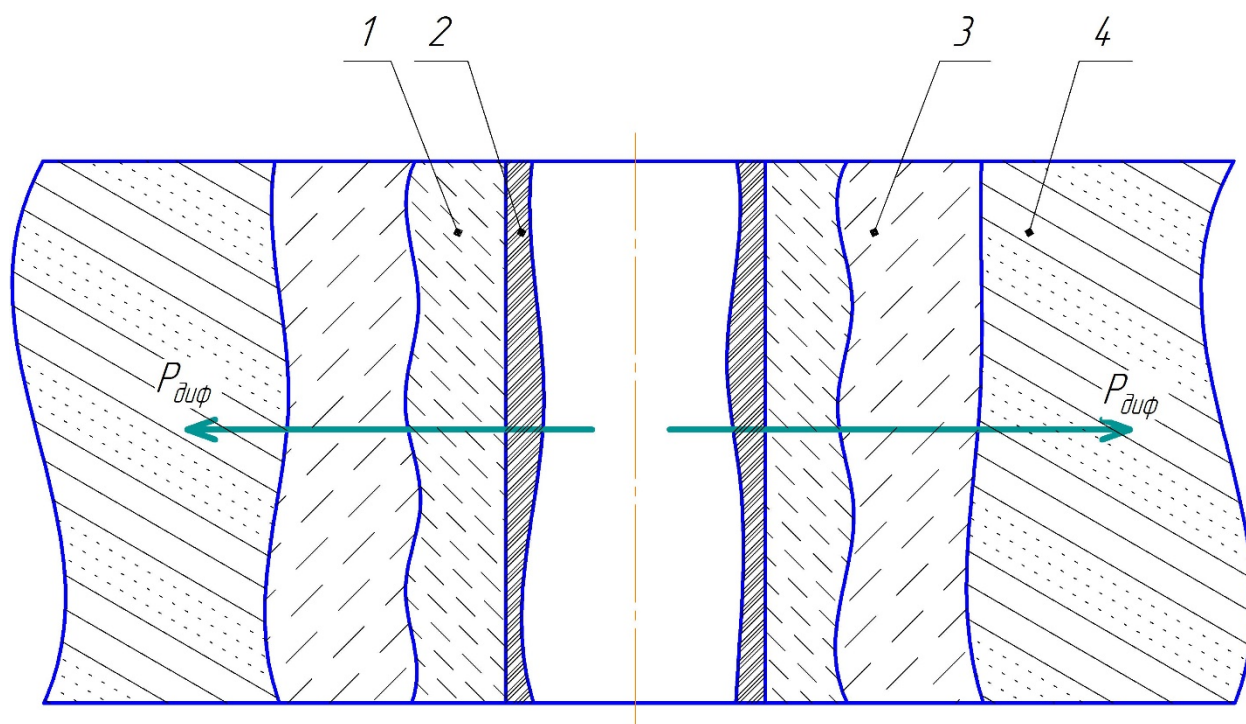


Рисунок 1 – Схема призабойной зоны пласта после вскрытия его бурением:

1 – зона кольтматации (зона проникновения твердой фазы бурового раствора); 2 – фильтрационная (глинистая) корка; 3 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 4 – удаленная зона пласта

В работе [5] выделяют два этапа формирования фильтрационной корки:

1. В начальный момент фильтрации происходит формирование так называемой внутренней фильтрационной корки за счет интенсивного проникновения внутрь образца компонентов бурового раствора и их удерживания в поровом пространстве (в результате адсорбирования на поверхности пор и захватывания «поровыми ловушками»). При этом происходит снижение проницаемости породы в зависимости от доли порового пространства, занятой пойманными твердыми частицами промывочной жидкости.

2. В момент наступления насыщения пор частицами бурового раствора они перестают попадать в пористую среду и отфильтровываются на стенке скважины. Происходит зарождение внешней фильтрационной корки. Последующее уменьшение проницаемости является результатом увеличения толщины внешней фильтрационной корки и ее уплотнения.

В работе [6] выделяется 4 зоны кольматации в условиях низпроницаемых коллекторов с пластовыми давлениями ниже гидростатических и микротрещинами в горных породах (см. рисунок 2).

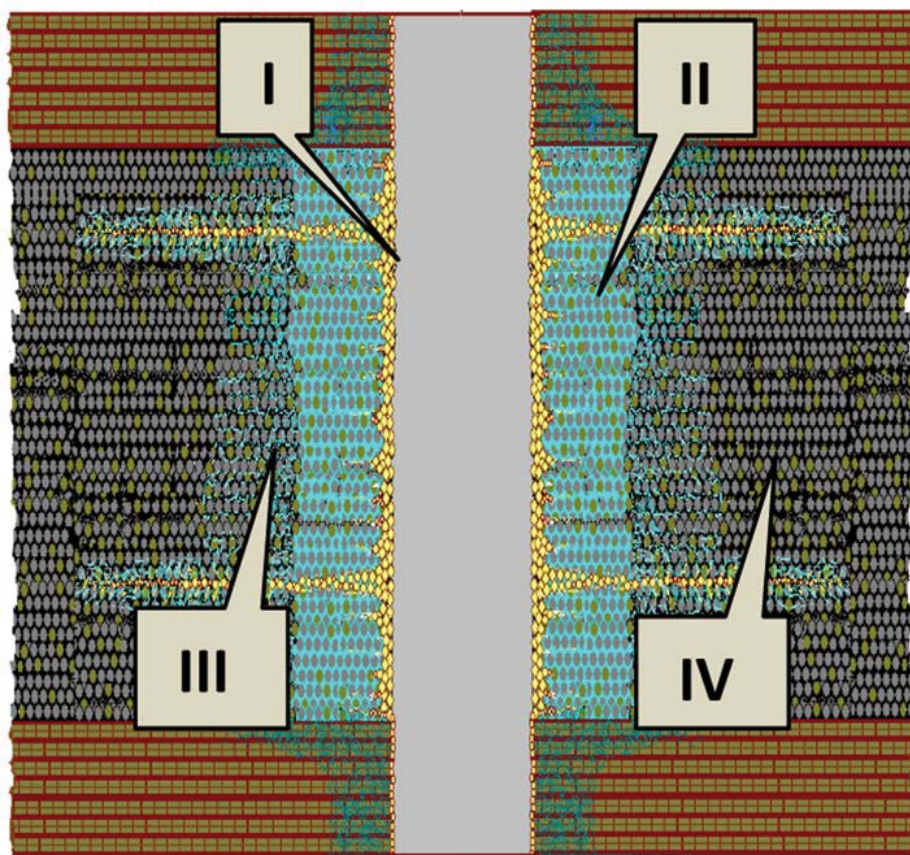


Рисунок 2 – Призабойная зона низкопроницаемого пласта

I – зона физико-механической кольматации, это часть пласта в которую проникают тонкодисперсная и коллоидная фазы бурового раствора, глубина зоны в терригенных коллекторах чаще всего не превышает 20 мм.

II – зона проникновения фильтрата бурового раствора за счет возникающей репрессии на пласт и капиллярных сил, в этой зоне происходит изменение флюидонасыщения, размер зоны: 300-400 мм.

III – зона кольматации в результате образования микротрещин и закупорки их буровым раствором и его твердой фазой.

IV – зона вторичной кольматации за счет протекания процессов, направленных на формирование зоны проникновения. Здесь в большей степени проявляются капиллярные и гидродинамические силы и диффузия. Зона проникновения достигает 0,8-1,0 м.

В отличие от высокопроницаемых гранулированных терригенных коллекторов, низкопроницаемые коллектора с микротрещинами нужно рассматривать как анизотропный коллектор. Он характеризуется тем, что в начальный период вскрытия фильтрат бурового раствора энергично продвигается по наиболее крупным порам и трещинам. При этом происходит вытеснение углеводородных флюидов (нефть, газ, конденсат) на более протяженные расстояние от стенки скважины, чем при проникновении в небольшие поры. Более мелкие поры, насыщенные флюидом, на определенном расстоянии оказываются заблокированными фильтратом.

Таким образом, в терригенных низкопроницаемых коллекторах, подверженных образованию микротрещин, ухудшение продуктивности скважины происходит в III и IV зонах за счет образования микротрещин и формирования зон кольматации под действием гидродинамических и капиллярных сил в коллекторе. Эксплуатация таких скважин происходит в дальнейшем без цементирования и перфорации, через фильтры.

Исследования процесса фильтрации бурового раствора позволили выделить три вида фильтрации:

1. Проникновение бурового раствора в породы пласта, которые расположены под долотом (фильтрация, опережающая процесс углубления забоя);

2. Фильтрация, которая происходит через стенку скважины во время спуско-подъемных операций и при циркуляции бурового раствора (динамическая);

3. Статическая фильтрация, происходящая при прекращении циркуляции жидкостей.

Причем динамическая фильтрация имеет наибольшую величину.

В любом случае суммарный объем фильтрата бурового раствора, который проник в пласт, зависит от характерного времени процесса, толщины фильтрационной корки, перепада давлений, проницаемости пласта, вязкости фильтрата и пластового флюида [7,8]. Согласно опытам по истечению некоторого

времени (t_{const}) толщина корки перестает изменяться, и тогда весь процесс фильтрации может быть подразделен на следующие этапы:

1. Мгновенная фильтрация, сопровождающаяся резким отделением определенного объема фильтрата при контакте с продуктивным пластом;
2. Фильтрация при росте фильтрационной корки;
3. Фильтрация через корку постоянной толщины;

Более сложным является процесс изучения фильтрации бурового раствора в динамических условиях. При этом наряду с образованием фильтрационной корки на стенке скважины осуществляется процесс ее размыва потоком промывочной жидкости.

Фергюссон С. и Клотц Д. в 50-е гг. прошлого века пришли к выводу о том, что в скважинных условиях скорость динамической фильтрации выше, чем статической. В ходе опытов было установлено, что лишь 10-30 % общего объема фильтрата проникает в пласт в процессе статической фильтрации, а остальные 70-90 % – в процессе динамической фильтрации раствора. Сформированная в статических условиях фильтрационная корка незначительно изменяет свою проницаемость на протяжении длительного времени. В то же время корка, образованная при безостановочной циркуляцией промывочной жидкости, имеет свойство постепенно снижать свою проницаемость. Например, в процессе одного из опытов с продолжительностью 3-е суток произошло снижение проницаемости фильтрационной корки с $6,0 \cdot 10^{-7}$ до $2,0 \cdot 10^{-7}$ мкм². Согласно другим данным в первые 10-20 мин процесса динамической фильтрации происходит стабилизация скорости фильтрации и проницаемости корки. Именно в период стабилизации данные параметры зависят от проницаемости образцов породы. Для большей части буровых растворов в условиях динамической фильтрации ее скорость прямо пропорциональна величине скорости сдвига раствора на поверхности фильтрационной корки, в то время как толщина корки является обратно пропорциональной величиной [7].

Вместе с тем, как свойства фильтрационной корки, так и свойства кольтматационного слоя определяются не только структурными и

гидродинамическими факторами (пористостью в кольматационном слое, размером, сферичностью и упаковкой составляющих его частиц), но и физико-химическими факторами. К ним можно отнести, в частности, удельную поверхность, степень коагуляции твердых частиц суспензии, содержание в ней высокомолекулярных коллоидных и полимерных примесей, которые закупоривают поры. Также сюда можно отнести влияние двойного электрического слоя, возникающего на границе раздела твердой и жидкой фаз в присутствии ионов и уменьшающего эффективное сечение пор, наличие сольватной оболочки на твердых частицах. Кроме того, важно принять во внимание процессы адсорбции и образования новой твердой фазы в результате взаимодействия компонентов суспензии с поверхностью пористой среды и флюидами, содержащимися в ней. Возрастает влияние физико-химических факторов с уменьшением размера поровых каналов коллектора и частиц суспензии. В случае промывочных жидкостей на физико-химическое состояние суспензии оказывают влияние такие факторы, как, химический состав дисперсионной среды, дисперсность и свойства поверхности твердой фазы, а также вид химической обработки раствора [7].

При взаимодействии горной породы и жидкости в процессе фильтрации бурового раствора в пласт на стенках скважины образуется фильтрационная корка, которая осуществляет экранировку поверхности горной породы. При адгезии фильтрационной корки реализуется связь между двумя твердыми поверхностями: горной породой (субстрата) и фильтрационной коркой. Чем прочнее взаимосвязь адгезива с субстратом, тем надежнее изоляция вскрытого пласта от воздействия на него бурового раствора [9].

Глубина зоны кольматации составляет 40-60 см, фильтрата – до 3 метров. При этом зона проникновения фильтрата при эксплуатации расформируется, а снижение фильтрационно-емкостных свойств в зоне кольматации может иметь необратимый характер.

1.2 Причины снижения проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта

Строительство скважин является сложным технологическим процессом, состоящим из этапов, при каждом из которых применяются различные технологические жидкости, влияющие на фильтрационные свойства продуктивных пластов. В процессе строительства скважины можно выделить следующие технологические операции, после которых наблюдается снижение проницаемости ПЗП:

- первичное вскрытие продуктивного пласта;
- цементирование интервала продуктивного пласта с последующей перфорацией скважины;
- глушение скважины перед освоением, при подземном и капитальном ремонте скважины, ремонтно-изоляционных работах;
- эксплуатация скважины;
- нагнетание жидкостей для целей ППД;
- обработка призабойной зоны пласта;
- гидроразрыв пласта (ГРП).

Причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта очень многообразны. При этом снижение проницаемости ПЗП зависит от геолого-физических характеристик залежи, технологии заключительных работ, физико-химических свойств пластового флюида, степени гидравлической связи ствола скважины с пластом, свойств буровых, тампонажных и специальных растворов, нестационарности гидравлических процессов, пределов изменения и величин забойных и дифференциальных давлений [4, 10].

1.2.1 Первичное вскрытие продуктивного пласта

В момент после вскрытия пласта происходит нарушение его равновесного состояния, что приводит к возникновению многообразных процессов. При этом течение данных процессов зависит от физико-химических

свойств пластовых жидкостей, геолого-физической характеристики коллектора, репрессии, химического состава фильтрата бурового раствора, свойств твердой фазы.

Причем считается, что при первичном вскрытии происходит наибольшее загрязнение продуктивного пласта.

В период формирования ПЗП при строительстве скважины действующими процессами являются:

- гидродинамическое взаимодействие раствора промывочной жидкости с пластовым флюидом и последующее прохождение среды из скважины в пласт;
- перераспределение напряжений в горной породе в зоне, окружающей ствол скважины;
- физико-химические процессы на стенках ствола скважины (капиллярное проникновение, осмотические явления, диффузия, и т.п.).

Все известные рецептуры растворов промывочных жидкостей в той или иной степени оказывают отрицательное влияние на ПЗП. Данное негативное влияние происходит за счет прохождения фильтрата в пласт и последующего контактирования с пластовыми водами, при котором осуществляется процесс набухания глинистых включений, а также образования осадка, который блокирует поры. Также снижение проницаемости ПЗП происходит в результате следующих процессов: блокирование порового пространства эмульсионными растворами; проникновение в поры пласта твердой фазы; адсорбционные силы, которые удерживают воду в порах пласта.

Имеется ряд исследований, в которых определена зависимость качества вскрытия и времени первичного вскрытия (см. таблицу 1). Анализ таблицы позволяет сделать вывод о том, что длительность вскрытия определяет глубину проникновения фильтрата бурового раствора. Причем выяснено, что глубина проникновения фильтрата меньше при использовании бурового раствора на нефтяной основе.

Таблица 1 – Глубина проникновения фильтрата

Время, дни	Глубина проникновения, см		
	Буровой раствор на нефтяной основе	Низкоколлоидный буровой раствор на нефтяной основе	Буровой раствор на пресной воде
1	2,5	6,9	9,0
5	9,2	25,0	30,2
10	15,1	39,0	42,3
15	21,0	46,5	51,4
20	25,0	51,3	62,2
25	31,5	67,2	70,3
30	34,4	73,2	79,5

При несоответствии параметров технологических операций и состава бурового раствора данным продуктивного пласта и состоянию призабойной зоны пласта, происходит закупорка поровых каналов. В качестве причин данного явления могут быть:

- твердые частицы промывочной жидкости;
- тонкодисперсные частицы гранулярной основы пласта;
- набухающие минералы матрицы продуктивного пласта;
- водное блокирование;
- нерастворимые осадки, образующиеся при взаимодействии фильтрата промывочной жидкости с пластовым флюидом либо с фильтрациями других технологических жидкостей.

Определенные материалы, содержащиеся в растворах промывочных жидкостей, являются потенциально закупоривающими. Сюда можно отнести глины, выбуренную породу, утяжеляющие реагенты и реагенты-понижители водоотдачи. Они постепенно могут заполнить поровое пространство коллектора при их попадании в продуктивную зону пласта (рисунок 3). При осуществлении каждого из последующих мероприятий по возобновлению добычи при

умеренном или высоком расходе над порами наименьшего радиуса происходит зарождение скоплений из этих материалов, что сильно снижает проницаемость в прискважинной зоне пласта [11].

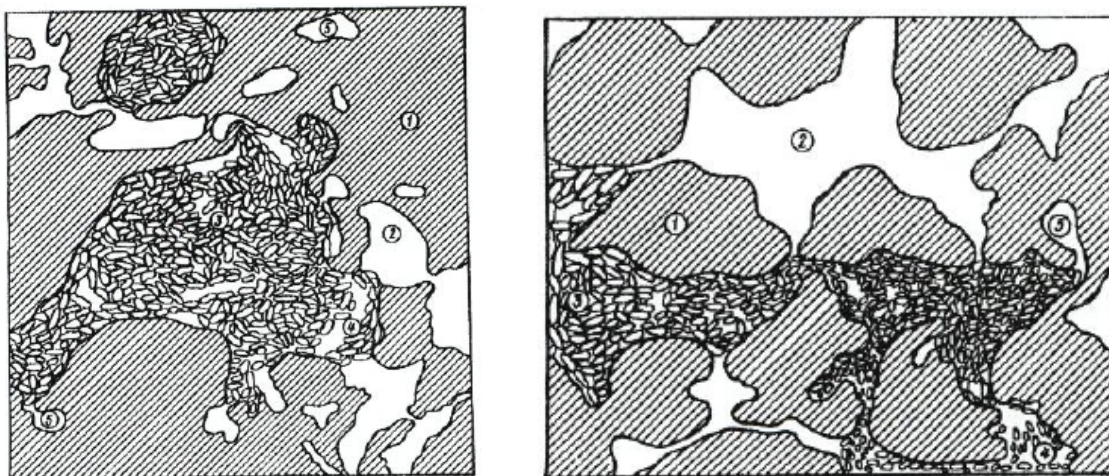


Рисунок 3 - Схематическое строение порового пространства, кольматированного твердыми частицами перпендикулярно направлению фильтрации (слева) и по направлению фильтрации (справа):

1 – скелет породы, 2 – недоступные кольматации поры, 3 – твердые частицы кольматации, 4 – свободный кольматант, 5 – гидродинамическая неподвижная пластовая вода.

На размер закальматированной зоны зависят соотношение гранулометрического состава дисперсной фазы бурового раствора и структура порового пространства. Если диаметр пор ($d_{\text{пор}}$) в гранулярном коллекторе меньше утроенного диаметра частиц ($d_{\text{ч}}$), то частицы будут откладываться на глинистой корке. В случае, если диаметр пор удовлетворяет следующему неравенству $3 \cdot d_{\text{ч}} < d_{\text{пор}} \leq 10 \cdot d_{\text{ч}}$, частицы будут проникать неглубоко, закрывая поры и создавая фильтрационную корку. При этом в самой породе глубина проникновения будет составлять 10-20 мм. Если же соблюдается неравенство $d_{\text{пор}} > 10 \cdot d_{\text{ч}}$, то частицы будут проникать на достаточно большую глубину равную нескольким метрам.

Твердая фаза бурового раствора в трещиноватых коллекторах может проникать на расстояния до нескольких десятков метров вглубь. Следствием

частичного отфильтровывания дисперсионной среды на поверхности трещин является образование фильтрационных корок, которые вместе с застудневшей промывочной жидкостью снижают проницаемость коллектора вплоть до 90 %.

В широких пределах варьируется воздействие закольматированной зоны на приток флюида к стволу скважины. В скважинах с открытым забоем отмечается наиболее негативное влияние зоны кольматации. В скважинах с закрытым забоем аналогичное воздействие компенсируется с помощью перфорации, поскольку перфорационные каналы больше по протяженности, чем закольматированная зона. В последнем случае необходимо оценивать влияние кольматационной зоны, формирующейся на стенках проперфорированных каналов.

Даже при довольно низкой проницаемости пласта (порядка 10^{-3} – 10^{-2} мкм²) твердая фаза промывочной жидкости может проникать в трещины, при это более проницаемым поровым коллекторам соответствует меньший кольматационный слой, а слабопроницаемым – больший. Данное явление объясняется тем, что в высокопроницаемых породах на стенках скважины с повышенной скоростью образуется плотная глинистая корка, которая удерживает глинистые частицы и препятствует их дальнейшему попаданию в продуктивный пласт [15].

Действие фильтрата бурового раствора на проницаемость пород продуктивного пласта проявляется значительно сложнее и многообразнее [6]. Воздействие фильтрата зависит от таких параметров, как состав фильтрата, концентрация и состав химических примесей.

На породу-коллектор фильтрат может оказывать механическое, физико-химическое и химическое воздействия.

При механическом воздействии фильтрата происходит перемещение подвижных частиц скелета породы-коллектора, под напором фильтрата оттесняется пластовая жидкость от стенок ствола скважины. Для данного вида воздействия характерен процесс «облитерации», который заключается в том, что под воздействием фильтрата частицы скелета породы могут диспергировать и

при последующем отрыве от поверхности из-за при перетоков флюидов, насыщающих поровое пространство, начинают накапливаться в зауженных местах коллектора и тем самым кольматировать каналы связи.

Также отрицательное воздействия фильтрата связано с его удержанием в пористой среде за счет капиллярных сил, т.е. уменьшением фазовой проницаемости по нефти. Для ее вытеснения из поровых каналов необходимы значительно большие перепады давления. Это особенно проявляется в низкопроницаемых коллекторах [4, 10, 12].

Физико-химическое влияние фильтрата промывочной жидкости состоит в развитии физических и физико-химических процессов на границах раздела фильтрат-горная порода, фильтрат-пластовая жидкость, фильтрат-пленки пластового флюида на минеральных зернах, а также во взаимодействии фильтрата с глинистыми частицами в породе-коллекторе. В случае существенного отличия по природе фильтрата от пластовой жидкости развиваются поверхностные явления.

Следствием неизбежных колебаний давления в стволе скважины является взаимное перемешивание фильтрата с пластовой нефтью с последующим диспергированием, что ведет к образованию эмульсий двух видов (гидрофобной и гидрофильной). Движение эмульсии в пористой среде приводит к возникновению больших гидравлических сопротивлений, нежели при движении однородной жидкости.

Содержание в воде осадкообразующих катионов определяет степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами, которые поступают с фильтратом промывочной жидкости в пласт. Характер смачиваемости поверхности образующихся нерастворимых соединений влияет на их скапливание в водной или нефтяной фазе. Чаще всего они адсорбируются на границах раздела нефть-фильтрат (см. рисунок 4).

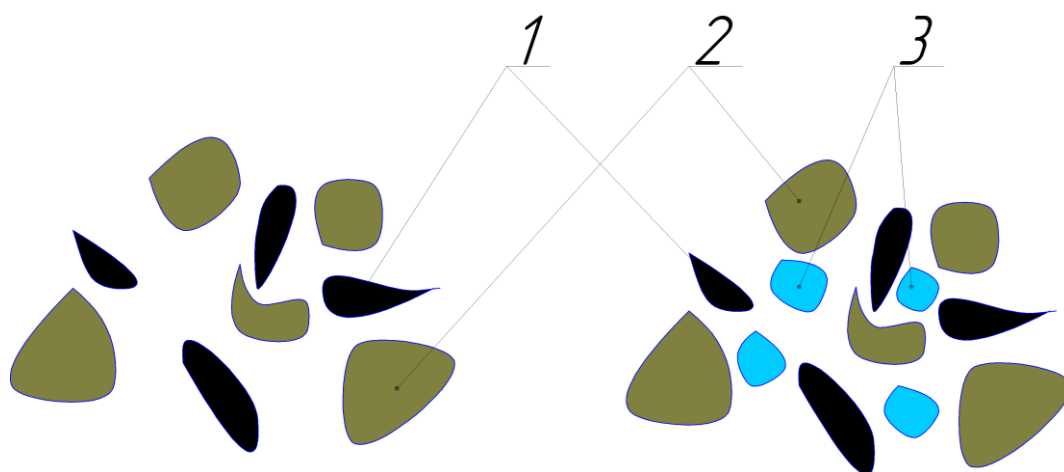


Рисунок 4 – Образование нерастворимых соединений в порах коллектора:
 1 – капли нефти; 2 – частицы горных пород; 3 – нерастворимые соединения.

Вещества, содержащиеся в пластовой реликтовой воде, способны вступать химические реакции с фильтратом промывочной жидкости, проникающим в породу-коллектор. При этом будет происходить генерирование труднорастворимых веществ, которые образуют осадки на стенках капилляров и пор.

К основным факторам, влияющим на выпадение солей, относят:

- обогащение (насыщение) подземных вод некоторыми ионами за счет растворения (выщелачивания) горных пород;
- смешение вод разных составов [13].

Наличие глинистого материала в породе-коллекторе ведет к усилению влияния водного фильтрата на проницаемость [14]. Попадание водного фильтрата бурового раствора в поры пласта приводит к гидратации глинистых минералов, также происходит повышение степени их диспергирования и формирование сольватных оболочек.

В результате глинистые частицы набухают и, увеличиваясь в размере, сокращают объем порового пространства вплоть до полного перекрытия пористых каналов (см. рисунок 5). Величина набухаемости зависит от минерального состава вещества, свойств фильтрата и термобарических условий. Повышенную гидратацию вызывают щелочные электролиты, натриевые соли,

ортопирофосфаты и др. Причем наибольшей набухаемостью обладает монтмориллонит [16, 17].

Размокание породы находится в тесной связи с набуханием глинистых частиц. Данный процесс сопровождается уменьшением ее прочности, что является следствием ослабления внутренних связей при набухании глинистых составляющих породы.

Согласно промысловой практики размокание глин разреза часто происходит и при первичном вскрытии. Например, известно, что в месторождениях урало-волжских районов мощные пачки глин девонских отложений могут размокать при длительном контакте с водой и глинистым раствором, что нередко приводит к обвалам. Данные глины распадаются на мелкие чешуйки при размокании, что приводит к закупориванию порового коллектора [18].

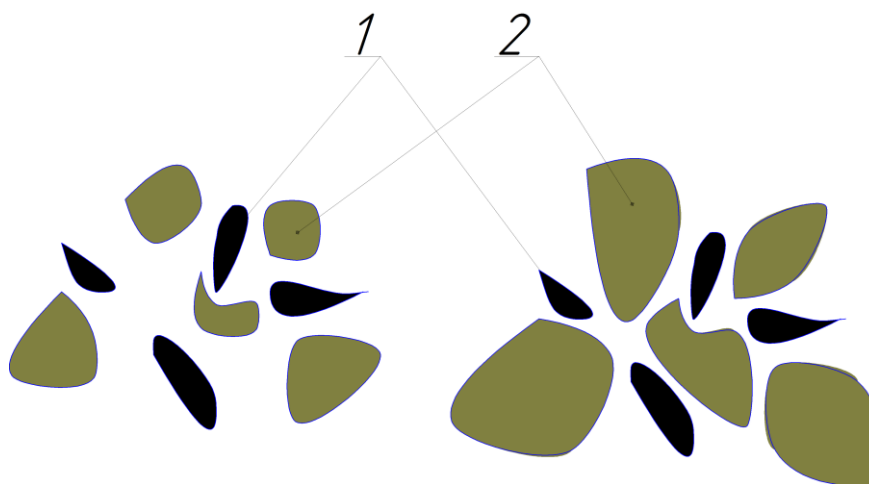


Рисунок 5 – Набухание глинистых минералов в породе-коллектора:

1 – капли нефти; 2 – глинистые минералы.

В продуктивном пласте некоторые явления могут быть отнесены к термохимическим. Они сопряжены с нарушением температурного режима пластовой залежи в ПЗП при вскрытии и эксплуатации. Снижение температуры может повлечь выпадение солей в виде осадка из насыщенных растворов, кристаллов парафина в нефтяных скважинах (при снижении температуры ниже температуры насыщения нефти), образование гидратокристаллов в газовых скважинах. При этом проницаемость ПЗП может быть существенно нарушена.

Гидратообразование приводит к осложнениям различного рода, связанным с выпадением в стволе твердых кристаллических веществ, препятствующих поступлению флюидов в ствол скважины [19].

Также, одной из причин снижения производительности скважин является кольматация продуктивного пласта адсорбционными слоями, состоящими из смолистых веществ, кристаллов парафина, мелкодисперсных частиц асфальтенов. Поскольку они в своём составе имеют молекулы соединений тяжёлых металлов, то отличаются значительной поверхностной поляризацией, что приводит за счёт воздействия молекулярных сил к плотным отложениям их на поверхности скелета пласта. Эти слои имеют аномально высокую вязкость, что содействует образованию дополнительного сопротивления при фильтрации пластового флюида в скважину [20].

На многих этапах строительства, эксплуатации и ремонта скважин применение полимерсодержащих жидкостей является необходимым. Однако молекулы полимеров оказывают негативное влияние на пласт, образуя слабопроницаемую пленку при адсорбировании на поверхностях минералов, что ведет к блокировке передвижения флюидов. Многие полимеры, применяемые в бурении, способны сшиваться при действии ионизирующего и радиационного излучений. При этом образованные крупные агрегаты не могут быть удалены из пласта с помощью традиционных методов освоения скважин.

Причем образующиеся полимер-дисперсные системы подобны системам, применяемым для заводнения послойно-неоднородных пластов и увеличения нефтеотдачи, которые снижают проницаемость коллектора по нефти [21-22].

1.2.2 Цементирование и перфорация скважины

Цементирование может привести к снижению продуктивности скважин в результате проникновения в поры продуктивного пласта фильтрата тампонажного раствора. В данном случае происходит цементирование микро- и

макротрещин пластов, которые служат в качестве каналов фильтрации, и, как следствие, в призабойной зоне увеличиваются фильтрационные сопротивления.

Согласно исследованиям, коэффициент восстановления проницаемости кернов не превышал 60 % после воздействия фильтрата тампонажного раствора. В ряде случаев одной из основных причин, приводящих к неудовлетворительному цементированию, является флюидообмен в системе проницаемый пласт – тампонажный состав. При относительно высокой проникающей способности фильтрата даже при небольшом перепаде давления свободная жидкость затворения из тампонажного раствора может в большом количестве отфильтроваться в течение первых нескольких минут. При этом твердая фаза тампонажного раствора в процессе обезвоживания может образовать высоковязкий тампон, который значительно снизит проницаемость коллектора.

Механизмы воздействия фильтрата бурового раствора и фильтрата тампонажного раствора на породу продуктивного пласта являются аналогичными процессами. Отличие состоит лишь в том, что в составе фильтрата тампонажного раствора содержится большое количество $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В пластах, сложенных из трещиноватых и порово-трещиноватых пород, наряду с жидкой фазой образуются продукты гидратации цемента и даже твердая фаза коллоидной степени дисперсности. При определенных условиях данные вещества способны образовывать в пластовых порах конгломераты, которые оказывают дополнительное кольматирующее воздействие на продуктивный пласт. Однако из-за недостаточной устойчивости коллекторов, наличия большого числа пропластков, их неоднородности не представляется возможным применение технологии заканчивания скважин, исключаящей контакт тампонажного раствора с продуктивным пластом [23, 24].

Фильтраты цементных растворов огромное влияние на проблему повреждения пласта, поскольку большинство цементных растворов имеют большую водоотдачу. Во время цементирования до момента закачивания порции высококачественного цемента на продуктивный пласт воздействует менее

качественный раствор, имеющий большую водоотдачу. Водоотдача цементного раствора является обратно пропорциональной величиной к квадрату удельной поверхности, вязкости жидкой фазы и количеству наполнителя цементного раствора. Она существенно зависит от перепада давления и температуры.

В работе [25] указывается на то, что под действием фильтрата цементного раствора происходит значительное снижение фазовой проницаемости для нефти. Согласно исследованиям по месторождениям Западной Сибири, в которых поровые коллекторы являются наиболее распространенными, установлено, что при 3-х кратном снижении репрессии на продуктивные пласты происходит возрастание продуктивности скважин в 1,7 раза. Для данного региона также характерно то, что скважинам с открытым забоем соответствует продуктивность, которая выше продуктивности скважин с закрытым забоем в 4 раза и более.

Согласно [26], на изменение удельной продуктивности влияют такие конкретные геолого-технических условий, как горное и пластовое давление, градиент гидроразрыва пород продуктивного объекта, естественная проницаемость продуктивного пласта. Например, установлено при цементировании в пластах с высокой проницаемостью происходит снижение продуктивности в 2 раза, что связано с:

- цементированием микро- и макротрещин пластов, которые служат каналами фильтрации;
- проникновением фильтрата тампонажного раствора в поры коллекторов;
- несовершенством забоя по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта;
- увеличением фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне за счет наличия цементного кольца.

Дополнительной причиной кольматации в пластах также является перфорация, при которой всегда происходит уплотнение породы вокруг отверстий и создается зона с толщиной примерно 4 см, в которой в среднем снижение проницаемости составляет 80 % (см. рисунок 6).

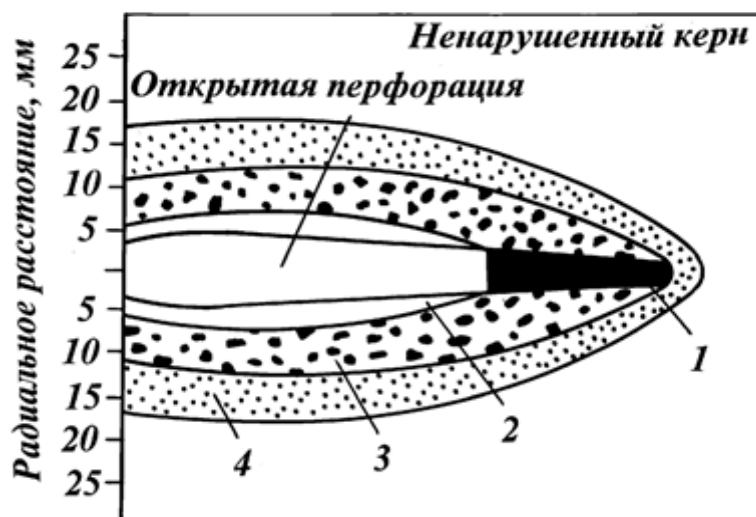


Рисунок 6 – Схематическая диаграмма перфорированного керна, иллюстрирующая зоны нарушения:

1 – обломки заряда и керна; 2 – уплотнения, измельченная в порошок зона; 3 – порода, подвергающаяся гидроразрыву, низкая проницаемость; 4 – обращенная внутрь зона пониженной проницаемости.

При избыточном перфорировании всегда происходит вытеснение обломков породы, полученных в результате действия перфоратора, к стенкам отверстий, что приводит к снижению проницаемости около перфорационных отверстий. Тот же эффект создает и недостаточное перфорирование в жидкостях, содержащих частицы. При этом также образуется плотная, непроницаемая глинистая корка на стенках перфорационных отверстий [1].

Имеющиеся эксперименты говорят о том, что при действии взрывных нагрузок происходит разрушение пористой среды. Данный процесс сопровождается зарождением зоны трещиноватости с проницаемыми блоками. В ходе дробления порода переупаковывается и формируется система трещин, определяющих дилатантную проницаемость. При дилатантном разуплотнении пористой среды возможен сброс внутривыводного давления, что обуславливает рост эффективных напряжений, уплотнение и частичное разрушение коллектора при высоких геостатических давлениях [3].

1.2.3 Глушение скважины

Снижение естественной проницаемости призабойной зоны пласта обуславливается поглощением жидкости глушения продуктивным пластом как вследствие сниженного пластового давления и превышения допустимых величин репрессии на пласт, так и в результате капиллярной пропитки в гидрофильные породы. Попадание жидкости глушения в продуктивный пласт может приводить к следующим явлениям, которые неизбежно влекут за собой снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП:

- набухание глинистого материала породы;
- коагуляция пористой среды коллектора частицами твердой фазы жидкости глушения и продуктами коррозии;
- образование стойких водонефтяных эмульсий в ПЗП;
- увеличение водонасыщенности ПЗП, обусловленной капиллярными и поверхностными явлениями;
- выпадение нерастворимых солей, при смешении жидкости глушения с пластовыми флюидами, имеющими различный ионно-катионный состав;
- блокировка каналов асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО);
- блокировка механическими частицами, продуктами бактериального разложения;
- миграция пластовых глин [27].

Породы коллекторов нефтяных месторождений в своем составе содержат глины с кристаллической решеткой, состоящей из нескольких наружных и внутренних слоёв и включающей атомы кремния, алюминия, кислорода и гидроксильные группы. Данные атомы в сочетании друг с другом образуют слоистые пакеты, которые связаны как между собой, так и с обменными катионами натрия, калия, кальция, магния. В случае преобладания ионов натрия в процессе гидратации происходит значительное уменьшение силы взаимных связей между пакетами пластинок, что приводит к их распаду на отдельные частицы, и как следствие глины сильно набухают в замкнутом пространстве.

Результатом возникающего напряженного состояния в структуре является снижение проницаемости коллектора. Набухаемость глин тем выше, чем больше содержится ионов натрия, которые расположены в породе коллектора и участвуют в обменных реакциях с глинами. Важной характеристикой глинистых материалов являются количество и вид обмениваемых ионов, зависящих от типа кристаллической решетки. Установлено, что чем ниже валентность поглощенного почвой или глиной катиона, тем больше его гидратация [28].

Чем больше фильтратов технологических жидкостей для глушения поступает в пласт, тем сильнее сказываются результаты физико-химических процессов взаимодействия пластовых флюидов и задавочных жидкостей с нефтегазонасыщенным пластом. С учетом громадной площади поверхности контакта и малых размеров каналов фильтрации изменяется характер и динамика проявления гидродинамических и капиллярных сил в призабойной зоне пласта. Следствием данного процесса является снижение рабочих технологических параметров скважин и призабойной зоны. Результаты гидродинамических исследований скважин и пластов говорят о том, что большая часть добывающих скважин эксплуатируемого фонда работает при пониженных коэффициентах совершенства (0,2-0,5). Данный факт повествует работе скважин на уровне 20-50 % от своих добычных возможностей. Обычно коллекторские характеристики пласта не восстанавливаются в процессе добычи до момента проведения дорогостоящих работ по увеличению производительности скважин [29].

Широко применяются блокировка пор пласта полимер-дисперсными системами (ПДС) для регулирования процессов заводнения послойно неоднородных пластов и увеличения нефтеотдачи. При этом используется способность ПДС в нефтеводонасыщенной породе повышать фильтрационное сопротивление обводненных зон коллектора.

В процессе подземного и капитального ремонта скважин в призабойной зоне пласта могут попадать механические примеси и выпадающие соли из растворов глушения, что является дополнительным фактором снижения проницаемости продуктивного коллектора.

1.2.4 Эксплуатация скважины

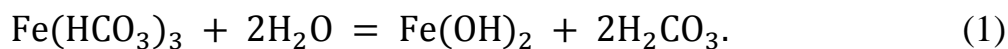
Во время эксплуатации к снижению проницаемости ПЗП скважин могут привести следующие факторы:

- повышения гидрофильности или гидрофобности горных пород из-за применения химических реагентов во время различных геолого-технических мероприятий;
- за счет обводнения продукции скважин и выделения газа при эксплуатации скважин, когда забойное давление меньше давления насыщения, будет происходить снижение фазовой проницаемости по нефти;
- заиливание призабойной зоны продуктивного коллектора механическими частицами;
- изменении термофизических параметров и режимных факторов эксплуатации скважин приводит к охлаждению пласта с последующим образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в ПЗП;
- нарушение состава вод и температурные изменения ведут к отложению минеральных солей в ПЗП;
- вязкость нефти может повышаться в результате снижения ее температуры, происходящее при разгазировании нефти в пластовых условиях, что приводит к снижению фильтрационной характеристики ПЗП;
- смыкание трещин в породах пласта за счет создания больших депрессий при освоении и эксплуатации скважин [30].

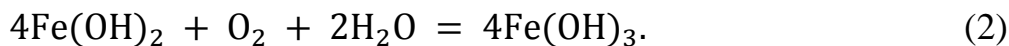
1.2.5 Нагнетание жидкостей для целей ППД

Для заводнения пластов применяются пластовые, морские, пресные, подтоварные, поверхностные, промышленные и хозяйственно-бытовые сточные воды, дренажные воды [31].

Железо, находящееся в любых природных водах, несет потенциальную опасность кольматации пласта. В пластовых условиях в присутствии углекислоты протекает реакция:



В дальнейшем при поступлении пресной воды происходит образование гидроксида трехвалентного железа, который не способен растворяться при условии $\text{pH} > 4,1$:



Образование сульфидов железа может быть дополнительной причиной снижения проницаемости пласта:



Растворенный кислород всегда содержится в природной воде из поверхностных источников, что потенциально опасно с точки зрения гидроксидов железа. Более того, при взаимодействии кислорода и сероводорода осуществляется образование коллоидной серы:



Также возможно выделение такого фактора, как солевая совместимость. Он связан с протеканием химических реакций с образованием новых солей, имеющих увеличенную концентрацию солеобразующих ионов Ca^{2+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} в процессе контакта закачиваемой в скважину пресной воды с пластовой водой, нефтью и породой. Данные ионы выпадают в виде твердых кристаллов, что приводит к снижению проницаемости коллектора, особенно в случае присутствия растворов химреагентов в закачиваемой воде.

Значительное различие размеров капиллярных каналов приводит к проникновению в более крупные каналы высоковязкой остаточной нефти. Дальнейшее ее накопление ведет к снижению проницаемости ПЗП и в некоторых случаях к снижению приемистости скважины до полного прекращения закачки [32].

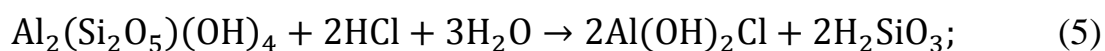
Также на снижение приемистости нагнетательных скважин может повлиять изменение напряженного состояния околоскважинной зоны за счет

репрессии на пласты. Механические примеси и различные колюматирующие вещества в связи с непроведенной предварительной промывкой скважины могут закупорить поры продуктивного пласта.

1.2.6 Обработка призабойной зоны пласта

При взаимодействии кислот с горной породой образуются нерастворимые и труднорастворимые соединения [1, 10, 33]:

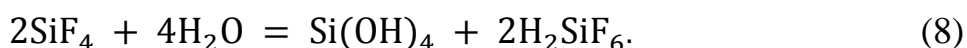
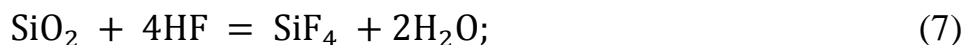
1. Растворение каолинита соляной кислотой с образованием геля кремниевой кислоты и гидроксидов алюминия:



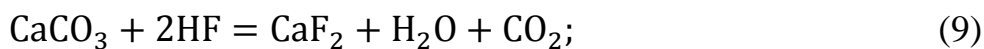
2. При реагировании соляной кислоты с глинистыми компонентами пород осуществляется растворение окислов щелочных и щелочноземельных металлов. Данная реакция сопровождается гелеобразованием, усиливающимся с ростом содержания соляной кислоты в рабочем растворе. Данный процесс является нежелательным. Например, при взаимодействии соляной кислоты с окисями железа и его соединениями (например, FeCO_3) образуется хлорид железа (FeCl_3), которое гидролизует в виде осадка после нейтрализации кислоты.

3. При наличии в соляной кислоте фтористого водорода и фосфорной кислоты при некоторых технологических схемах ее производства при их реагировании с карбонатами образуются нерастворимые осадки фосфорнокислого кальция [$\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$] и фторида кальция [CaF_2].

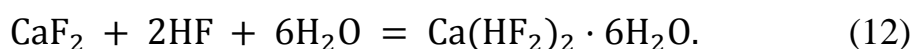
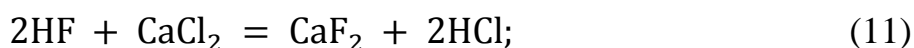
4. При реагировании плавиковой кислоты и терригенной породы образуется фтористый кремний, который в ходе реакции с водой генерирует гидрат окиси кремния. Данное химическое соединение превращается из золя в студнеобразный гель по мере снижения кислотности раствора и запечатывает поровое пространство.



5. Реакция плавиковой кислоты с карбонатными составляющими породы или цементирующего материала протекает с образованием нерастворимых фтористых соединений магния и кальция:



6. При взаимодействии плавиковой кислоты с хлористым кальцием (например, присутствующем в жидкости глушения) образуется нерастворимый кристаллогидрат.



7. При взаимодействии плавиковой кислоты с кварцем и алюминием образуются газоподобный SiF_4 и гексафторокремниевая кислота (H_2SiF_6), соли которой выпадают с осадок (Na_2SiF_6 и K_2SiF_6).

8. При взаимодействии раствора серной кислоты с хлористым кальцием (CaCl_2) образует гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который в незначительных количествах удерживается в растворе. Основная же масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

9. В результате реакции серной кислоты и карбонатных пород образуется сульфат кальция (CaSO_4), который не растворяется в воде и ухудшает проницаемость призабойной зоны.

1.2.7 Гидроразрыв пласта

1.2.7.1 Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на водной основе

Набухание глин является первоочередным фактором снижения проницаемости заглинизированных пластов. При определенных условиях происходит уплотнение глинистых отложений за счет выжимания абсорбированной и поровой воды под действием вышележащих слоев осадочных пород. Количество остаточной воды будет зависеть от глубины погружения, присутствия обменных катионов, объемной доли глинистых минералов и других

факторов. При этом увеличение объема обезвоженной глины происходит в момент абсорбирования ею воды при первичном вскрытии пластов. Данное явление вызывает не только закупорку каналов, но и дестабилизирование ствола скважины, которое проявляется в виде пластичного течения породы [34].

Сниженное значение проводимости проппантной пачки за счет остаточной жидкости разрыва является одной из основных проблем, приводящих к недостижению потенциального дебита добывающих скважин после ГРП. Причем чем выше средняя проницаемость пласта, тем больше данный эффект снижения.

Жидкости гидроразрыва, которые закачиваются под высоким давлением в пласт, готовятся на основе гелей гуаровой смолы с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. В случае неразрушения полимерной составляющей после размещения проппантной пачки образуется сверхвязкая, трудно удаляемая гелеобразная масса, которая блокирует как пространство трещины, так и поровое пространство призабойной зоны продуктивного пласта.

Для последующей фильтрации геля из трещины путем разрушения жидкости разрыва необходимо добиться таких значений вязкости, которые были бы сравнимы с вязкостью воды. Остаточный гель при его неполной деструкции понижает относительную проницаемость трещины и блокирует приток жидкостей к скважине. Данная ситуация диктует необходимость использования дополнительных мероприятий по очистке при освоении скважины [35].

Образование фильтрационной корки на поверхности трещины является одним из тех факторов, который негативно сказывается на проводимости трещины после проведенной операции ГРП. Во время данной операции жидкость ГРП просачивается в пласт через трещины и разрывает его, находится в трещине под гораздо более высоким давлением, чем в коллекторе. Однако достаточно большие размеры молекул сшитого гуара не позволяют ему попасть в поровую матрицу, что ведет к образованию плотной полимерной корки на поверхности трещины. Также сказывается образование плотной упаковки проппанта при смыкании трещины, когда производят снижение давления по

окончании операции ГРП. Смыкание трещины ведет еще большему повышению концентрации полимера в результате дополнительное вытеснение воды из полимерной сетки в пласт. Поэтому, если полимер остается неразрушенным, происходит образование сверхвязкой гелеобразной корки, которая блокирует поровое пространство трещины [36].

1.2.7.2 Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на углеводородной основе

Наиболее частой проблемой при данной операции является выпадение в ПЗП асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО). Органические отложения (парафины и асфальтены) содержатся в различных количествах во всех типах сырой нефти. Термобарическими и геолого-техническими условиями эксплуатации нефтяных месторождений, а также природа и состав нефти определяют разнообразие АСПО. При этом как термодинамические, так и кинетические аспекты процесса растворения отложений должны быть учтены при удалении данных веществ с помощью растворителей. Немаловажным является тот факт, что парафины могут быть растворены в органических растворителях, а асфальтены – нет [37].

Резюмируя приведенный выше обзор о проблеме загрязнения призабойной зоны пласта на всех стадиях строительства скважины, необходимо отметить, что проблема снижения планируемых дебитов продиктована многообразием различных факторов, влияющих на фильтрационные свойства продуктивного пласта. Причем природа возникающих кольматантов различна. Следующим этапом необходимо провести анализ возможных способов обработки призабойной зоны пласта с целью борьбы с вышеупомянутыми кольматантами.

1.3 Анализ применяемых методов борьбы и деструкторов с известными кольматантами

1.3.1 Кислотные обработки

Кислотное воздействие основано на том, что водный раствор кислоты реагирует с минералами, которые образуют породу коллектора, и с привнесенными твердыми минеральными веществами, которые блокируют продуктивный коллектор.

Изначально данный вид воздействия был применен для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Метод получил название солянокислотной обработки из-за применения соляной кислоты. С течением времени ассортимент кислотных растворов и область применения данного воздействия значительно расширились. В современной нефтедобывающей промышленности метод кислотного воздействия применяется с целью:

- воздействия на призабойную зону нефтедобывающих и водонагнетательных скважин при их освоении или вводе в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны данных скважин для увеличения их производительности;
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин, добычи нефти и закачки воды.

Соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты являются базовыми при кислотном воздействии на продуктивный пласт. Также применяются и другие органические и неорганические кислоты и их смеси для закачки при освоении скважин и интенсификации притоков: уксусная (CH_3COOH), сульфаминовая ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$), серная (H_2SO_4), глинокислота ($\text{HCl} + \text{HF}$) и т. п.

Основной проблемой кислотной обработки является чувствительность пласта. Пласт чувствительный, если происходит загрязнение пласта при взаимодействии пластового минерала и закачиваемой для обработки технологической жидкости. Это значит, что состав кислотной системы должен удалять имеющееся загрязнение и не создавать дополнительное.

С этой целью базовый кислотный раствор состоит из активной части (соляная кислота либо глинокислота), ингибитора коррозии, стабилизатора, интенсификатора. Ингибиторы коррозии необходимы для защиты транспортирующего, перекачивающего и скважинного оборудования и труб от воздействия агрессивной среды кислоты (например, Север-1, КИ-1, В2, ПБ-5 и др.). Стабилизаторы используются для того, чтобы некоторые продукты реакции примесей раствора соляной кислоты с железом, цементом и песчаниками удерживались в растворенном состоянии и предотвращалось выпадение осадка Fe^{3+} в виде гидроксида железа. В качестве стабилизаторов наиболее часто применяют органические кислоты (уксусная, лимонная), образующие с железом растворимые комплексы. К интенсификаторам относятся поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть-нейтрализованная кислота в 3-5 раз. Также они ускоряют и облегчают очистку призабойной зоны пласта от отреагировавшей кислоты и от продуктов реакции (например, такие ПАВ, как катапины, АНП-2, превоцел, ОП-10 и др.) [38].

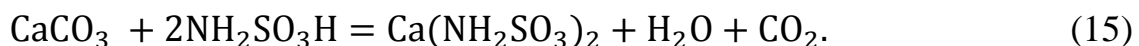
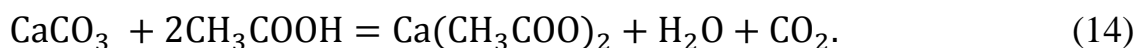
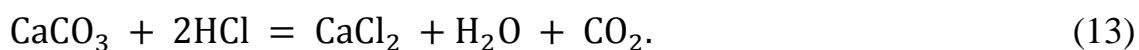
1.3.1.1 Кислотная обработка карбонатных коллекторов

Ряд таких преимуществ, как сравнительная простота, дешевизна и часто встречающиеся благоприятные для применения пластовые условия сделали обработку скважин соляной кислотой наиболее распространенной.

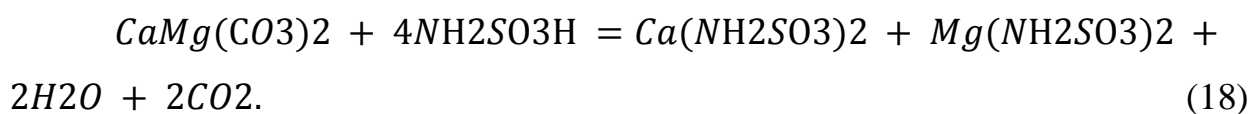
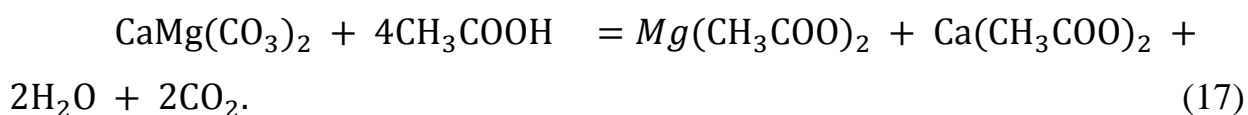
Соляная кислота хорошо растворяет доломиты или карбонатные цементирующие вещества, которые в разных количествах встречаются в нефтесодержащих породах. Поэтому данной кислотой предпочтительно обрабатывать карбонатные коллекторы, в составе которых отсутствуют такие осадкообразующие включения, как сульфаты, соединения железа и другие.

Реакции взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с карбонатами продуктивного пласта происходят в соответствии с нижепредставленными схемами.

При взаимодействии с известняками:



При взаимодействии с доломитами:



Генерируемые в результате реакции хлорид кальция (CaCl_2) и хлорид магния (MgCl_2) могут образовывать новые пустоты и каналы, так как хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией скважины.

Выделяющийся углекислый газ оказывает положительное влияние на призабойную зону продуктивного пласта. Данный газ помогает растворять асфальтосмолопарафиновые отложения и выносить продукты реакции в момент пуска скважины в работу и ее освоения [33, 39].

На выбор концентрации рабочего солянокислотного состава влияют многие факторы. К ним можно отнести скорость растворения породы и нейтрализации кислоты в рабочем составе, коррозионную активность, эмульгирующие свойства, способность образовывать осадки при смешивании с пластовой водой.

Растворяющая способность соляной кислоты повышается с увеличением ее концентрации, однако при концентрациях более 22% скорость растворения падает. Возрастание концентрации кислоты приводит к повышению коррозионной активности, а также вероятности выпадения солей в виде осадка при смешивании пластовой воды и кислоты. Для соляной кислоты наиболее оптимальной считается концентрация равная 10-16 %.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать раствором соляной кислоты с присадками

уксусной или лимонной кислот с массовой долей 3-5% и 2-3% соответственно. Присадки необходимы для предупреждения выпадения нерастворимых солей [33, 40].

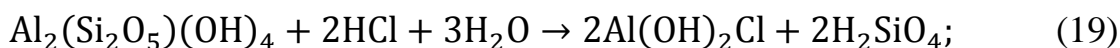
Также известен способ солянокислотной обработки совместно с ПАВ (ПАВ-кислотная обработка). Применяется соляная кислота с концентрацией 6-12% с добавлением ПАВ (например, неол АФ9-12, нефтенол и аналоги). Механизм воздействия заключается в увеличении проницаемости коллектора за счет растворения загрязнений и порообразующих минералов, разрушения водонефтяных эмульсий, удаления рыхлосвязанной воды и вовлечения в разработку нефтенасыщенных пропластков пониженной проницаемости. Эффективность данных обработок в условиях меловых пластов достигает 65-70% [41].

В работе [42] авторами исследуется метод пенокислотных обработок. В основе получения пенокислотного состава лежит химическая реакция мочевины с нитритом натрия в присутствии соляной кислоты. Пенная структура и наличие ПАВ обеспечивают низкие скорости реагирования состава с карбонатной породой и выполняет транспортную функцию, что позволяет доставлять кислотный раствор с ПАВ в глубь пласта. В результате прилипания газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы в пенах происходит замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой. Снижение скорости нейтрализации кислоты и увеличение охвата обрабатываемой зоны происходит из-за того, что прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе. Также положительным эффектом является то, что за счет энергичного образования пузырьков газа и их выхода из пласта при освоении происходит эффективная очистка призабойной зоны пласта от продуктов реакции. Этому способствует эффект флотации, когда к пузырькам газа прилипают мельчайшие частицы породы и продуктов реакции.

В случае наличия в карбонатном коллекторе глинистых компонентов при солянокислотной обработке будет происходить процесс гелеобразования, который с ростом содержания соляной кислоты в рабочем растворе усиливается

и является нежелательным процессом. Данное явление можно объяснить реагированием соляной кислоты глинистыми компонентами пород, что приводит к растворению окислов щелочных и щелочноземельных металлов.

Проницаемость пласта снижают аморфные гели кремниевой кислоты и гидроксиды алюминия, выпадающие в осадок:



Для устранения этого процесса используют такие стабилизаторы, как уксусную (CH_3COOH) и плавиковую (HF) кислоты. Уксусная кислота влияет на замедление реакции раствора соляной кислоты с породой, а также способна удерживать соли железа и алюминия в растворенном состоянии. Благодаря этому становится возможным закачивание концентрированного раствора соляной кислоты в более глубокие участки пласта. Также в качестве стабилизаторов используются оксиэтилдифосфоновую (ОЭДФ) и нитрилтриметилфосфоновую (НТФ) кислоты, соли органических (винной, лимонной) кислот [33].

При наличии в карбонатном коллекторе АСПО известен способ комплексного воздействия раствором эмульсии «кислота в дистилляте» (см. рисунок 7). При этом дистиллят (углеводородный растворитель) разрушает АСПО и нефтяную пленку на поверхности породы и кольматантов, а кислотная группа вступает в химическое взаимодействие с породой и кольматантом, улучшая фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенного коллектора. При этом гидрофобность данной эмульсии позволяет блокировать водоносную часть пласта [43].

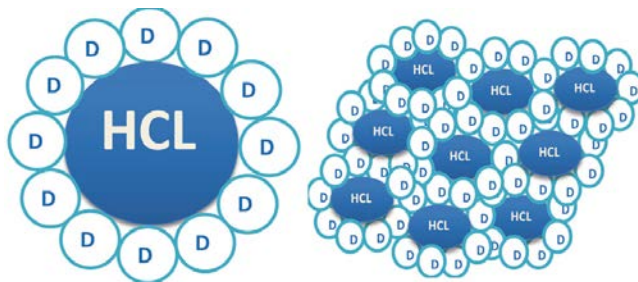


Рисунок 7 – Схема раствора эмульсии «кислота в дистилляте»

Когда соляная кислота недопустима для обработки даже при наличии ингибиторов коррозии ввиду больших темпов коррозии (например, в скважине нержавеющая сталь в фильтрах с проволочной обмоткой), применяют органические кислоты: уксусная, муравьиная. При этом необходимо не превышать максимально допустимые концентрации (15% для муравьиной кислоты и 10% для уксусной кислоты), иначе выпадают нерастворимые осадки [33].

1.3.1.2 Кислотная обработка терригенных коллекторов

На терригенные коллекторы, сложенные песчаниками, цементированными глинами и карбонатами, воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот. Также она эффективна для удаления различного рода силикатных отложений, попавших в поры пласта во время бурения, цементирования, глушения и других операций в скважине.

Плавиковая кислота растворяет песок, глину, полевой шпат и другие силикаты:



При реагировании плавиковой кислоты с терригенной породой образуется фтористый кремний, который образует гидрат окиси кремния в ходе химической реакции с водой. Данное соединение переходит из золя в студнеобразный гель по мере снижения кислотности раствора, который закупоривает поровое пространство продуктивного пласта:



С целью предупреждения образования геля кремниевой кислоты в поровом пространстве коллектора при обработке терригенных коллекторов в рабочий состав к плавиковой кислоте добавляется соляная. Данная кислота обеспечивает повышенную кислотность среды и помогает избежать образование геля из гидрата окиси кремния, так как практически не реагирует с соединениями кремния [33, 39].

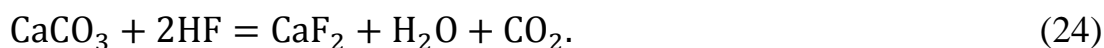
К особенностям обработок соляной кислотой можно отнести то, что она практически неограниченно реагирует с основной массой карбонатного коллектора по всей глубине образующегося канала. В терригенных же породах фронт нагнетаемого кислотного раствора растворяет карбонаты, которые составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы, и нейтрализуется. Последующие закачиваемые порции раствора сохраняют свою первоначальную активность, двигаясь по порам с уже удаленными карбонатами. В результате данного процесса при последующем дренировании из скважины в первую очередь выкачивается концентрированный раствор соляной кислоты, а уже за ним поступает нейтрализованная кислота. Таким образом с карбонатами взаимодействует только соляная кислота, а плавиковая кислота взаимодействует с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из каолинов и кварца.

При взаимодействии плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда происходит разрушение структуры призабойной зоны пласта, что сопровождается пескопроявлениями. С целью предупреждения дезагрегирования и разрушения терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой подбирают оптимальную концентрацию плавиковой кислоты в техническом кислотном составе и оптимальный удельный расход раствора. Приемлемой считается смесь, в которой концентрации плавиковой и соляной кислот составляют 3-5% и 8-10% соответственно. Для первичных обработок применяется удельный объем глинокислоты равный 0,3-0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта [44].

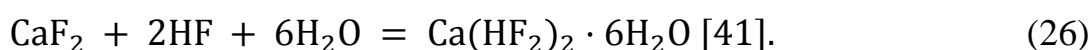
В работах [45-46] экспериментально подтверждена эффективность применения смеси соляной (12%), плавиковой (5%) кислот и ПАВ (Синтанол АЛМ-10 5%) с волновым движением применяемой жидкости. Добавление в кислотный состав ПАВ в качестве замедлителя позволяет сократить количество кислоты для обработки призабойной зоны пласта. Гидроудары позволяют увеличить глубину и раскрытость трещин, кислотный раствор лучше проникает в слабопроницаемый пласт, лучше размывает породу и извлекает кольматанты.

Известен способ [41] обработки терригенных коллекторов водным раствором соляной кислоты (8-12%), плавиковой кислоты (2-4%), ПАВ (комплексный ПАВ «Синол КАМ», катионоактивные ПАВ), гидрофобизатора (ИВВ-1; Дон-52; катапин Б-300; уротропин и др). Механизм воздействия заключается в увеличении проницаемости коллектора за счет растворения загрязнений и интенсивного растворения породообразующих минералов (в том числе песка и глин), а также изменения смачиваемости породы за счет ее частичной гидрофобизации. Успешность обработок в благоприятных условиях составляет 70-75%.

В случае содержания в терригенной породе более 2% карбонатов сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны пласта с глубиной воздействия, равной или большей, чем при глинокислотной обработке. При этом концентрация соляной кислоты принимается на 2–4% выше, чем в смеси с плавиковой. Данная технология обусловлена тем, что при взаимодействии плавиковой кислоты с карбонатными составляющими породы или цементирующего материала образуются нерастворимые соединения фтористого кальция и магния:



При планировании обработки терригенных коллекторов, необходимо помнить, что плавиковая кислота несовместима с водами хлоркальциевого и хлормagneиевого типа и неприменима при глушении скважин раствором хлористого кальция (CaCl_2). Причина заключается в том, что плавиковая кислота мгновенно вступает в реакцию с хлористым кальцием с образованием нерастворимого осадка фторида кальция, который в избытке плавиковой кислоты, в свою очередь, образует сложный нерастворимый кристаллогидрат:



Как альтернативу плавиковой кислоты можно использовать бифторид аммония NH_4FHF – кристаллическую соль, которую можно транспортировать в

мешках. При этом наличие в растворе ионов NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами.

1.3.1.3 Кислотное воздействие на кольматанты

Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в карбонатных породах применяется термохимическая обработка скважин. Обработка горячей соляной кислотой осуществляется с магнием в специальном наконечнике, спущенном на НКТ в пределах обрабатываемого интервала. Закачивается нефть и вслед за ней 15%-й раствор соляной кислоты. Здесь магний применяется для разгрузки наконечника, горячая же кислота растворяет карбонатные включения в породе и образует трещины гидроразрыва. При этом выделяется тепло, которое растворяет парафиносмолистые фракции нефти и снижает ее вязкость [47].

В работе [48] предлагается для борьбы с АСПО в карбонатных породах применять технологию «Шквал» совместно с солянокислотной обработкой. «Шквал» представляет собой композицию удалителя АСПО «ИНТА-2002» и дистиллята нефтяного прямогонного. При этом органический растворитель «Шквал» удаляет из призабойной зоны АСПО, а соляная кислота, реагируя с породой, улучшает проницаемость ПЗП. Данная технология рекомендуется к применению в условиях месторождений с тяжёлыми, высоковязкими нефтями, с повышенным содержанием асфальто-смолистых веществ с целью комплексного воздействия на ПЗП для повышения проницаемости породы продуктивного пласта и снижения влияния АСПО.

Также кислотные обработки применяются очистки после полимерных буровых растворов на водной основе. Кислоты воздействуют на биополимеры в составе фильтрационной корки путем гидролиза, при котором распадаются амидные связи и образуются две макромолекулы, содержащие амино- и карбоксильные группы. По месту разрыва связей происходит последующее присоединение молекулы воды (гидролитическая деструкция полимеров) [49].

1.3.2 Некислотное воздействие

Поверхностно-активные вещества применяются для обработки призабойной зоны пластов с целью удаления воды и загрязняющего материала. Негативное влияние воды заключается в закупоривании части пор при попадании на забой скважины с последующим затруднением притока нефти и газа. Более того к закупорке тонких поровых каналов и уменьшению дебитов скважин приводят частицы глины, которые набухают и разрушаются при контакте с водой.

Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе воды с нефтью, газом и породой. Благодаря данному процессу происходит уменьшение в несколько раз размеров капель воды в поровом пространстве, что облегчает их вынос. Кроме того, некоторые ПАВ обеспечивают облегчение фильтрации нефти. Это происходит потому, что они делают поверхность поровых каналов в породе несмачиваемой для воды, но смачиваемой для нефти.

Наиболее широко для этих целей применяют составы ОП-7, ОП-10, оксиэтилированные алкилфенолы, которые представляют собой продукты конденсации смеси алкилфенолов с окисью этилена и отличающиеся количеством присоединенной окиси этилена. Также используются реагенты КАУФЭ-8, КАУФЭ-14, оксиэтилированные продукты, получаемые на базе технических фенолов, выделяемых из продуктов переработки каменного угля и сланцев. Кроме того, применяют оксиэтилированные жирные кислоты, являющиеся продуктами конденсации окиси этилена с жирными кислотами, получаемыми при окислении парафина.

Превоцел, изготовленный на базе окиси этилена, является импортным ПАВом, применяемым в отечественной промышленности. Дозировка ПАВ в технологических растворах берется в пределах до 0,05% объема закачиваемой воды в пласт [50].

Также для обработки ПЗП с целью деструкции определенных кольматантов применяют спирты, углеводородные растворители, окислители.

В [41] для борьбы с АСПО выделяется метод обработки ПЗП углеводородным растворителем, состоящим из смеси ароматических и алифатических углеводородов (Нефрас-М С4; Нефрас-М С5). Механизм воздействия заключается в диспергировании и отмыве с поверхности породы адсорбированных тяжелых компонентов нефти, их растворении и удалении из ПЗП при освоении скважины на приток, т.е. эффект обусловлен увеличением площади фильтрации добываемой продукции вблизи ствола скважины. Успешность обработок составляет 75-87%.

В [51] предлагается применять углеводородные растворители АСПО с использованием технологии репрессивно-депресссионного воздействия для очистки трещин в продуктивном пласте от кольматантов. Для данных целей разработано специальное устройство «декольмататор виброструйный», позволяющий обрабатывать призабойную зону пласта путем репрессивно-депресссионных гидравлических ударов химическими реагентами. Суть технологии воздействия с применением декольмататора состоит в том, что при закачке жидкости в интервале вскрытия пласта создается импульсное мгновенно возрастающее и резко снижающееся давления, при котором реагент проникает в призабойную зону пласта. Создаваемые гидроудары с небольшой амплитудой (2-10 МПа) способствуют активному разрушению кольматанта и очистке поверхности пор пласта. В конструкции декольмататора предусмотрен струйный насос, что позволяет без дополнительных спускоподъемных операций осуществить вынос продуктов реакции из пласта.

Для борьбы с глинистыми кольматантами в терригенных породах применим разглинизатор «МКС-3». Данный комплекс состоит из пресной технической воды с добавлением смеси спиртов и кетонов (взаимные растворители и осушающие агенты), ингибиторов набухания глин, ПАВ-деэмульгаторов и гидрофобизатора. Механизм воздействия основан на ликвидации водной блокады, разрушении и предупреждении образования

эмульсий, обезвоживании и предупреждении набухания глин, их диспергации и удалении из ПЗП, изменении смачиваемости породы вследствие частичной ее гидрофобизации [41].

Для эффективной деструкции полимерных загрязнителей призабойной зоны пласта автором [52] рекомендованы составы HV и DT. Данные деструкторы эффективно снижают вязкость полимеров за счет разрыва межмолекулярных связей с образованием микромолекул. Преимуществом данных реагентов перед соляно-кислотными является полное отсутствие коррозионной агрессивности, что позволяет их применять на эксплуатационных скважинах без негативных последствий. Исследованные химические составы рекомендованы к применению для очистки порового пространства от полимерного загрязнения ПЗП скважин в процессе и (или) после вторичного вскрытия либо после окончания капитального ремонта скважин путем установки долговременных ванн или многоразовых промывок ПЗП.

В целом все химические деструкторы полимеров можно разделить на 4 группы: кислоты, оксиданты, энзимы и хелаты.

В группу оксидантов входят такие реагенты, как гипохлориты, пербораты, пероксиды и персульфаты. Оксиданты реагируют с органическими полимерами при температурном диапазоне от 25 до 95 °С. Окислители «отдают» кислород, который химически взаимодействует и разлагает полимерные составляющие фильтрационной корки. При этом реакционная способность данных химических веществ идет на спад после реакции.

Энзимы являются природными катализаторами и представляют собой большие молекулы белков, состоящие из цепочек аминокислот. Данные химические реагенты позволяют селективно разрушать фильтрационную корку в зависимости от ее состава, поскольку, например, энзимы, разрушающие крахмал, не могут воздействовать на ксантановые биополимеры, и наоборот. Достоинством энзимов является их пассивное отношение к железу, в результате чего не образуются нерастворимые осадки «ржавчины», закупоривающие поровое пространство продуктивного пласта. В ходе реакции энзимы

практически не расходуются и могут разрушать полимерные соединения до момента изменения среды реакции.

Хелатные соединения представляют собой комплексные соединения, которые позволяют достаточно эффективно разрушать карбонат кальция. Данные реагенты работают медленнее кислот, не склонны к реакциям с пластовыми флюидами и минералами, слагающими продуктивный пласт. Хелатные соединения обладают низкой коррозионной активностью и малой токсичностью, однако широкого применения не получили из-за относительно высокой стоимости [49, 53].

1.3.3 Физические методы воздействия на пласт

Для очистки ПЗП от свободных твердых частиц кольматанта (см. рисунок 8) применяется технология, основанная на эффекте акустического течения. Данный эффект достигается с помощью специального погружного устройства, возбуждающего мощные ультразвуковые колебания на заданной глубине. При определенной величине амплитуды ультразвукового воздействия поток скважинной жидкости с определенной энергией воздействует на поверхность кольматанта. Когда количество энергии этого направленного движения превосходит энергию сцепления кольматанта со стенкой, он отрывается от нее и канал очищается.

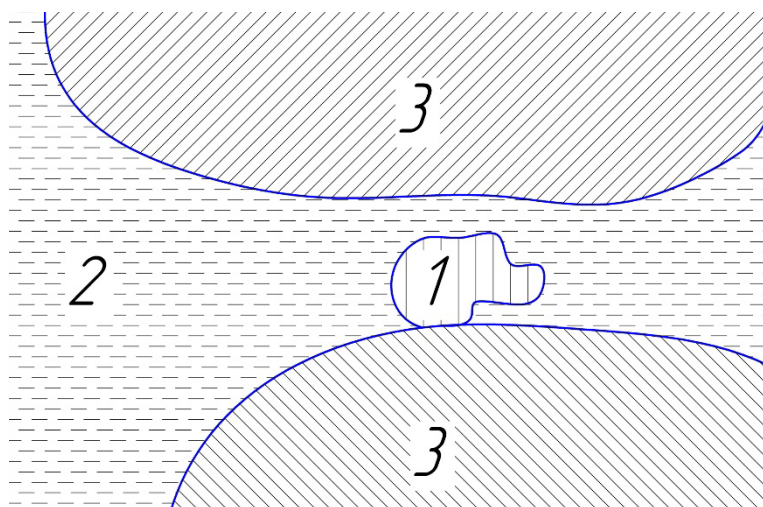


Рисунок 8 – Схема положения твердофазного кольматанта в поровом сужении фильтрационного канала среды:

1 – положение кольматанта; 2 – движущаяся жидкость; 3 – стенки порового канала.

Также с помощью данной технологии возможно и воздействие на кольматант, представляющий собой каплю нефти, расположенную внутри водной фазы (см. рисунок 9) и препятствующую свободному движению жидкости. Под воздействием гидродинамического напора специально возбуждаемого акустического течения преодолевается барьер капиллярных сил, и вода выталкивает нефть из сужения в более широкую часть порового канала, что приведет к обеспечению свободного перетекания жидкости [53-54].

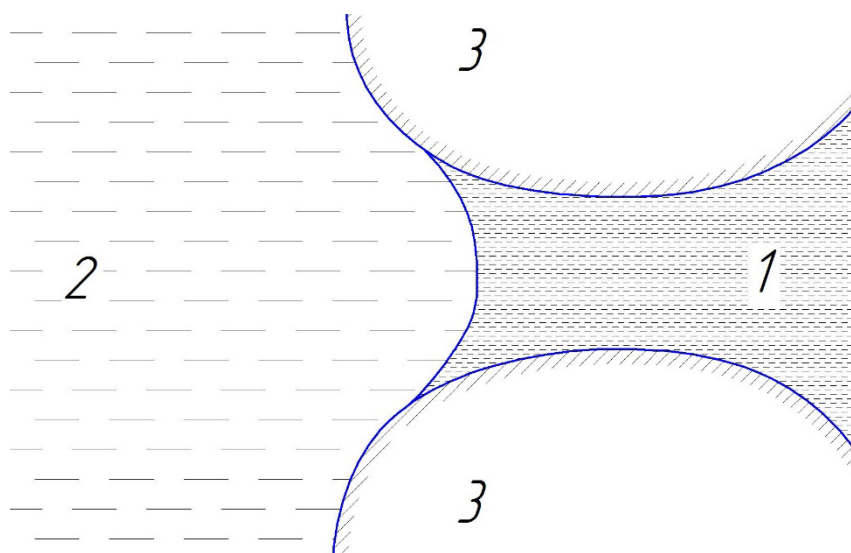


Рисунок 9 – Схема положения межфазного мениска в поровом сужении фильтрационного канала среды:

1 – положение кольматанта; 2 – движущаяся жидкость; 3 – стенки порового канала.

В работе [55] отмечена технология ударно-волнового воздействия на ПЗП, которая основана на открытом эффекте усиления (3-15 кратном) отраженных ударных волн, инициируемых в замкнутом или полузамкнутом пространстве скважины. Для декольматации ПЗП в скважине ее заполняют суспензией специального состава, где инициируют через расчетные промежутки времени ударные волны, например, посредством взрыва детонирующего шнура.

При отражении от стенок скважины обратным, кратно усиленным импульсом из ПЗП, извлекаются кольятанты.

Также предложена улучшенная технология имплозионной обработки ПЗП (взрыв внутрь). Данный метод выполняется с помощью поршневого импозатора (см. рисунок 10).

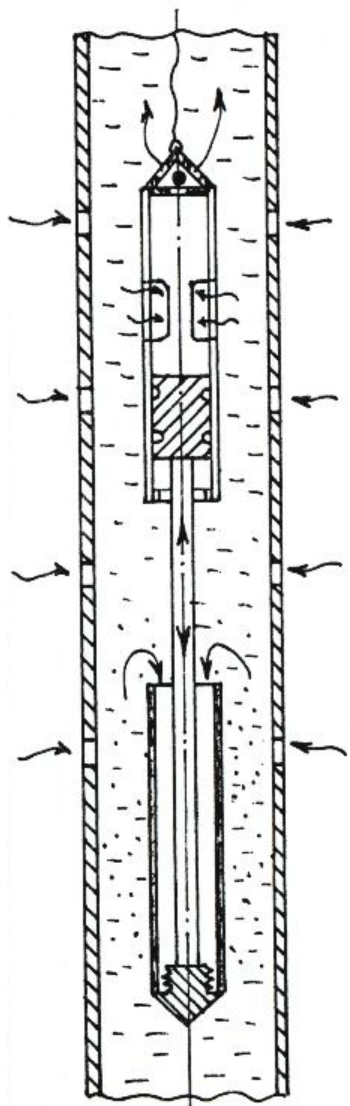


Рисунок 11 – Схема очистки ПЗП методом имплозии

Снаряд, состоящий из поршневого импозатора и жестко соединенного с поршнем шлагоуловителя спускается в скважину на канатной подвеске под уровень жидкости в обрабатываемый интервал. Далее производится ход снаряда вниз и посадка шлагоуловителя на дно скважины (или на заранее созданную перемычку). При ходе вверх в импозаторе создается разрежение и обратный гидроудар, который вызывает импульс движения жидкости из пласта в

скважину, который выносит кольматанты, находящиеся в трещинах и поровом объеме коллектора. Извлеченный шлам собирается шламоуловителем.

На основе проведенного литературного обзора стоит отметить, что существует множество факторов, приводящих к кольматированию призабойной зоны продуктивного пласта. Комбинации данных факторов могут давать преумноженный эффект загрязнения продуктивного коллектора. На основе рассмотренных методов борьбы с кольматантами составлена структурированная таблица с указанием фактора, метода борьбы и механизма его действия (см. Приложение А Таблицу 1).

Наименее изученной является проблема борьбы с закольматированной призабойной зоной пласта полимерными составляющими, которые в последнее время получили широкое распространение и применяются в составе промывочных жидкостей при первичном вскрытии, в жидкостях глушения при ремонте скважин, а также в технологических жидкостях, применяемых для гидроразрыва пласта.

Следующим этапом необходимо провести экспериментальные исследования по разрушению полимерных реагентов для того, чтобы опытным путем определить возможные эффективные деструкторы полимерных кольматантов.

2. Методика проводимых исследований

2.1 Обоснование выбора исследуемых полимеров

В работе [56] отмечается, что основная доля применяемых при строительстве скважин высокомолекулярных реагентов многофункционального действия приходится на простые и сложные эфиры целлюлозы (примерно 80%). Около 15% приходится на акриловые полимеры. Биополимеры и полисахариды занимают долю примерно в 5%. Опираясь на данную информацию в качестве исследуемых полимеров выбраны следующие: полианионная целлюлоза низковязкая («PolyPac ELV»); полианионная целлюлоза высоковязкая («Оснопак-ВТ»); полиакриламиды («Seurvey FL», «Сайпан»); ксантан; крахмал («Reatrol»).

ПАЦ НВ используется для контроля показателя фильтрации с минимальным увеличением вязкости. Сводит к минимуму растворение выбуренных глинистых сланцев и глины. Эффективный в буровых растворах на пресной, соленой морской воде, и в растворах с хлористо-калиевой и хлористо-натриевой основой.

Стабилизатор ПАЦ ВВ снижает показатель фильтрации, повышает показатели реологических параметров, увеличивает вязкость бурового раствора. Благодаря своим пленкообразующим свойствам замедляет размывание стенок скважины, предотвращая её осыпание.

«Seurvey FL» и «Сайпан» являются гидролизованнами полиакриламидами с высокой степенью анионного заряда и низкой молекулярной массой. «Seurvey FL» предназначен для эффективного снижения фильтрации буровых растворов на основе бентонита. «Сайпан» используется как

полимерный структурообразователь и понизитель фильтрации буровых и тампонажных растворов.

Ксантовая камедь является природным полисахаридом, применяемым для регулирования реологических (Пластическая вязкость, ДНС) и структурных свойств (СНС) большинства буровых растворов на водной основе. Его особенностью является возможность получения высокой вязкости при низких скоростях сдвига и низкой при высоких скоростях сдвига. Такая особенность позволяет получать жидкости обеспечивающие высокую выносящую и удерживающую способность, но при этом минимальные давления при бурении. Низкая вязкость при высоких скоростях сдвига снижают потери давления в трубах и позволяют обеспечить максимальную гидравлическую мощность на долоте.

Крахмал представлен смесью полисахаридов растительного происхождения, которая применяется в качестве эффективного понизителя фильтрации высокоминерализованных буровых растворов.

Концентрацииготавливаемых водных растворов полимеров представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав модельных водных растворов полимеров

Полимер	Количество воды, г	Масса навески полимера, г	Концентрация полимера в растворе, %
ПАЦ НВ («PolyPac ELV»)	784	32	4
ПАЦ ВВ («Оснопак-ВТ»)	792	16	2
Полиакриламид («Seurvey FL»)	792	16	2
Полиакриламид («Сайпан»)	792	16	2
Ксантан	796	8	1
Крахмал («Reatrol»)	768	66	8

2.2 Эксперименты с водными растворами полимеров

Для данных экспериментов в качестве деструкторов полимеров выбраны следующие реагенты: смесь серной кислоты (20%) и перекиси водорода; азотная кислота (15%); соляная кислота (15%). Суть методики заключается в том, что под воздействием кислотных реагентов на полимерные цепи происходит разрушение последних. При этом происходит уменьшение молекулярной массы полимеров, что ведет к уменьшению вязкости раствора. Отсюда, наблюдая уменьшение вязкости раствора, можно говорить о деструкции полимеров. Чем меньше станет вязкость, тем эффективнее выбранный деструктор.

Исследование с водными растворами полимеров включает следующие этапы:

взвешивание порции порошка полимера и дистиллированной воды на лабораторных весах ЕК 6000Н;

вымешивание водного раствора полимера (~800 гр.) с помощью верхнеприводной мешалки ES-8300D;

выдержка раствора в течение 16 часов при комнатной температуре;

повторное вымешивание раствора в течение 5 минут;

измерение вязкости водного раствора полимера до обработки с помощью вискозиметра Brookfield DV-II+;

измерение вязкости порции раствора полимера (200гр.) после добавления воды;

измерение вязкости второй порции раствора полимера (200 гр.) после его выдержки при температуре 80 градусов в течение 1 часа и последующего охлаждения до комнатной температуры;

добавление к оставшемуся раствору полимера (400 гр.) кислоты (400гр.) и вымешивание в течение 30 минут;

замер вязкости раствора полимера после добавления деструктора;

замер вязкости порции раствора полимера с деструктором (400 гр.) после его выдержки при температуре 20 градусов в течение 1 часа;

замер вязкости второй порции раствора полимера с деструктором (400 гр.) после его выдержки при температуре 80 градусов в течение 1 часа и последующего охлаждения до комнатной температуры;

анализ полученных результатов.

Последовательность действий

В стеклянных стаканах объемом 1000 см³ на весах (см. рисунок 12) отмеряют необходимое количество дистиллированной воды. Далее в каждый стакан по отдельности добавляют навески образцов полимеров. Количества загружаемых компонентов приведены в таблице 2.



Рисунок 12 – Внешний вид весов EK-6000H

Растворение полимеров проводят при интенсивном перемешивании в течение 30-и минут с использованием верхнеприводной лопастной мешалки ES-8300 D (см. рисунок 13). Очень важно на данном этапе добиться получения однородного раствора, поскольку это влияет на измеряемые параметры готового раствора.



Рисунок 13 – Верхнеприводная лопастная мешалка ES-8300 D

Далее выдерживают раствор в течение $(16 \pm 0,5)$ ч в герметизированном или закрытом крышкой контейнере при комнатной температуре или в устройстве, поддерживающим постоянную температуру $20-25$ °С.

После выдерживания перемешают раствор в миксере в течение $(5,0 \pm 0,1)$ мин для восстановления однородности его структуры.

Затем осуществляют измерение вязкости водного раствора полимера до обработки деструктором с помощью вискозиметра Brookfield DV-II+ (см. рисунок 14).



Рисунок 14 – Внешний вид вискозиметра Brookfield DV-II+ с набором шпинделей

Для начала работы с вискозиметром необходимо осуществить его выставление на нуль при включении. После этого выбираем необходимую скорость измерения вязкости раствора. В нашем случае для всех измерений скорость будет составлять 100 об/мин. Из прилагаемого набора шпинделей необходимо выбрать наиболее подходящий для измеряемого раствора. Процесс выбора шпинделя для неизвестной жидкости – процесс проб и ошибок. Правильный выбор даст результат при 10 - 100 % момента. При этом актуально правило, согласно которому диапазон вязкости обратно пропорционален размеру шпинделя. При выборе шпинделя его номер необходимо обязательно вносить в вискозиметр для получения корректных данных. При погружении шпинделя в середину образца жидкости уровень жидкости должен достигнуть канавки на валу шпинделя. Дискообразный шпиндель следует погружать

медленнее и под наклоном, чтобы избежать образования пузырьков воздуха под нижней плоскостью диска, которые могут повлиять на правильность измеренных величин. После присоединения шпинделя к оси вискозиметра нужно проверить глубину погружения шпинделя и горизонтальность вискозиметра.

Для осуществления измерения запускаем мотор. Необходимо подождать некоторое время для стабилизации показаний вязкости. Время ожидания зависит от скорости, на которой работает вискозиметр, и характеристик жидкости. Показания при моменте меньшем 10 % не учитываются. Фиксируем полученное значение вязкости, выключаем мотор, снимаем шпиндель для его очистки.

В два стеклянные стакана объемом 500 см³ каждый на весах отмеряют 200 гр водного раствора полимера. В первую порцию раствора добавляют воду (200 гр.), вымешивают на мешалке в течение 30-и минут, а затем измеряют вязкость полученной смеси. Данное измерение необходимо для оценки снижения вязкости в результате разбавления раствора полимера раствором кислоты.

Вторую порцию полимера в термостакане ставят на плитку и производят нагревание при 80 °С в течение 1 часа на плитке (см. рисунок 15). Далее охлаждают раствор и замеряют вязкость. Здесь нагрев будет характеризовать рабочую среду в скважине на уровне призабойной зоны пласта. Данное измерение необходимо для оценки влияния термодеструкции на вязкость полимерного раствора.



Рисунок 15 – Внешний вид нагревательной плитки

К оставшемуся раствору полимера добавляют (400 гр.) кислоты (400гр.), вымешивают в течение 30 минут, затем порцию полученной смеси (400 гр.) выдерживают при $25\pm 1,0$ °С (нормальные условия) в течение часа и производят замер вязкости.

Вторую порцию раствора (400 гр.) нагревают при 80 °С в течение 1 часа, затем охлаждают до комнатной температуры и производят замер вязкости раствора.

Далее происходит систематизация полученных результатов, заполнение таблицы, построение графиков соответствия значений вязкости различным условиям измерения для каждого из 6-и исследуемых полимеров. Путем сравнения графиков делается вывод об эффективности выбранных деструкторов.

2.3 Эксперименты с корками модельного биополимерного бурового раствора

Суть данной методики заключается в воздействии растворов деструкторов на фильтрационную корку, созданную из биополимерного бурового раствора. Далее корки подвергаются обработке растворами выбранных деструкторов разной концентрации. Эффективность деструктора предполагается определять на основе сравнения объемов фильтрата, полученных при продавливании воды под давлением через обработанные корки в течение регламентированного времени, с объемом воды, продавленным через необработанную фильтрационную корку.

Данные исследования будут проводиться на корках модельного биополимерного бурового раствора, состав которого отражен в таблице 3.

Таблица 3 – Состав модельного бурового раствора

Химический реагент	Концентрация, г/кг
Кальцинированная сода (Na_2CO_3)	1,5
Каустическая сода (NaOH)	0,75

Хлористый калий (KCl)	105,0
-----------------------	-------

Продолжение таблицы 3

Ксантановая смола	6,0
Модифицированный крахмал (Reatrol)	15,0
Мраморная крошка	120,0
Бактерицид (Atren Bio A)	0,75

Этапы проведения исследований:

взвешивание необходимых реагентов и дистиллированной воды на лабораторных весах ВК 600;

вымешивание модельного бурового раствора полимера с помощью верхнеприводной мешалки ES-8300D;

выдержка раствора в течение 16 часов при комнатной температуре;

повторное вымешивание раствора в течение 5 минут;

создание фильтрационной корки с помощью пресс-фильтра;

выдерживание корки под действием раствора деструктора в течение 1 часа при $25 \pm 1,0$ °C (нормальные условия);

фильтрование воды через обработанную корку с помощью пресс-фильтра в течение 30-и минут.

Последовательность действий

Пластиковая емкость, объемом 3000 см³, заполняется дистиллированной водой (1500гр.). Затем она ставится под верхнеприводную мешалку, устанавливаются лопасти и запускается мотор (1000 об/мин.). В емкость с небольшой интенсивностью последовательно засыпаются навески реагентов согласно таблицы 3. После каждого ввода полимера раствор необходимо вымешивать в течение 10-и минут. После ввода всех реагентов перемешивать биополимерный раствор в течении 5-и мин.

Далее биополимерный раствор выдерживают в течение $(16 \pm 0,5)$ ч в герметизированном или закрытом крышкой контейнере при комнатной температуре $(20-25 \text{ }^\circ\text{C})$.

После выдерживания перемешивают раствор с помощью мешалки в течение $(5,0 \pm 0,1)$ мин для восстановления однородности его структуры.

Затем собирают камеру пресс-фильтра (см. рисунок 16) для порции раствора.



Рисунок 16 – Составляющие элементы пресс-фильтра: 1 – рама; 2 – нижняя крышка с патрубком; 3 – корпус камеры; 4 – резиновое уплотнительное кольцо; 5 – лавсановый фильтр; 6 – сетчатый элемент; 7 – мерная колба на 25 мл; 8 – верхняя крышка в сборе с редуктором давления.

В основную крышку с трубкой помещается сетчатый элемент, за ним укладывается лавсановый фильтр, далее уплотнительное кольцо, затем к крышке монтируется корпус камеры. В собранную камеру наливается раствор так, чтобы

до верхнего края оставалось 13 мм, что позволит свести к минимуму содержание в фильтрате примеси углекислого газа, используемого для создания давления в камере. После этого емкость устанавливается в раму пресс-фильтра, закрывается верхней крышкой и поджимается T-образным винтом, установленным в верхней части рамы. Под патрубков отвода фильтрата необходимо поставить сухую мерную колбу. Собранный пресс-фильтр изображен на рисунке 17. На редукторе необходимо закрыть обратный клапан и установить регулятор в положение, обеспечивающее создание давления в 700 кПа. С момента исходной опрессовки начинается отсчет времени испытания (30 мин.). По истечении данного времени закрывается регулятор давления, открывается обратный клапан и фиксируется объем собранного фильтрата раствора. Далее камеры извлекается из рамы, снимается верхняя крышка, а оставшийся раствор с камеры утилизируется. Полученную корку необходимо промыть под слабым напором воды.



Рисунок 17 – Собранный пресс-фильтр

Поскольку в ходе реакции некоторые деструкторы затрачиваются, то необходимо произвести расчет объема деструктора, которым будет обрабатываться полученная фильтрационная корка. Для расчета принимается, что бурение интервала под необсаживаемый хвостовик осуществлялось долотом 155 мм. Расчет будет производиться исходя из того, что для обработки фильтрационной корки закачиваемый деструктор заполняет весь объем скважины на интервале продуктивного пласта. Расчетная схема представлена на рисунке 18.

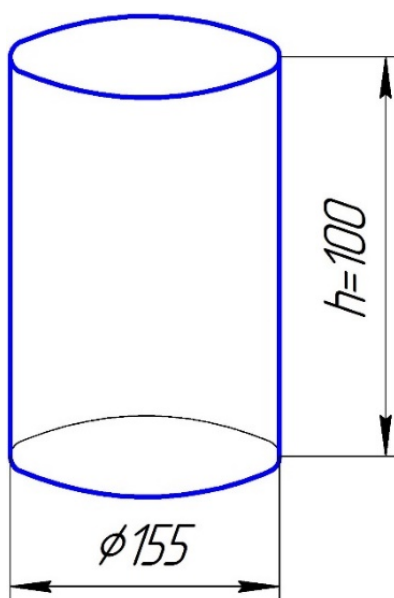


Рисунок 18 – Расчетная схема определения объема применяемого деструктора

Определяем площадь боковой поверхности цилиндра (площадь фильтрационной корки):

$$S_{\text{бок}} = \frac{2\pi \cdot d}{2} \cdot h = 3,14 \cdot 155 \cdot 100 = 48670 \text{ мм}^2. \quad (27)$$

Рассчитываем объем принятого цилиндра:

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot h = \frac{3,14 \cdot 155^2}{4} \cdot 100 = 1885962 \text{ мм}^3. \quad (28)$$

Находим отношение удельного объема раствора деструктора, приходящегося на единицу площади поверхности фильтрационной корки:

$$\alpha = \frac{V}{S_{\text{бок}}} = \frac{1885962}{48670} = 38,75 \text{ мм}^3/\text{мм}^2. \quad (29)$$

Далее определяем объем раствора деструктора, который необходим для воздействия ранее полученной фильтрационной корки принимая во внимание, что ее диаметр составляет 80 мм:

$$V_{\text{дестр}} = \alpha \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{корки}}^2}{4} = 38,75 \cdot \frac{3,14 \cdot 80^2}{4} = 194680 \text{ мм}^3 \approx 200 \text{ мл}. \quad (30)$$

Раствора деструктора объемом 200 мл аккуратно заливаем в камеру пресс-фильтра, где находится ранее полученная корка, и оставляем на 1 час для реагирования.

По истечении установленного времени раствор деструктора заменяется на воду так, чтобы до верхнего края оставалось 13 мм. После этого емкость устанавливается в раму пресс-фильтра, закрывается верхней крышкой и поджимается Т-образным винтом, установленным в верхней части рамы. Под патрубком отвода фильтрата необходимо поставить сухую мерную колбу. На редукторе необходимо закрыть обратный клапан и установить регулятор в положение, обеспечивающее создание давления в 700 кПа. С момента исходной опрессовки начинается отсчет времени испытания (30 мин.). По истечении данного времени закрывается регулятор давления, открывается обратный клапан и фиксируется объем собранного фильтрата раствора.

Далее необходимо произвести разборку камеры с последующей промывкой всех составляющих частей и утилизацией испытуемой корки.

После проведения всех опытов происходит систематизация полученных результатов, заполнение таблицы, построение графиков соответствия значений фильтрации различным концентрациям исследуемых деструкторов. Путем сравнения графиков делается вывод об эффективности выбранных деструкторов.

3. Экспериментальная часть

3.1 Эксперименты с водными растворами полимеров

После проведения ряда экспериментов полученные данные по вязкости растворов полимеров были сведены в таблицу (см. Приложение Б Таблицу 2). На основе систематизированных показателей построены графики соответствия значений вязкости различным условиям измерения для каждого из 6-и исследуемых полимеров (см. рисунки 19-24). Отдельно замерен показатель вязкости для воды, который составляет 11 сПз.



Рисунок 19 – График значений вязкости раствора Ксантана 1%-го при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график на рисунке 19, можно отметить, что разбавление раствора полимера раствором деструктора в отношении 1:1 приводит к значительному снижению вязкости (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора одинаковы). Видно, что кислота начинает разрушать полимеры сразу после добавления в раствор деструктора (сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора»), причем азотная кислота сильнее других деструкторов влияет на вязкость полимера. Выдержка при комнатной температуре позволяет сделать вывод о том, что кислота продолжает разрушать полимерные цепи, снижая при этом вязкость раствора. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к еще большему снижению вязкости раствора, однако тут возможно оказывает влияние процесс термодеструкции полимеров (сравнение граф «после выдержки при 80 град», «после выдержки при 20 град» и «полимер после выдержки при 80 град»). Принимая во внимание возможное влияние термодеструкции на значение вязкости полимерного раствора, для ксантана в качестве наиболее эффективного деструктора можно выделить соляную кислоту и смесь серной кислоты с перекисью водорода, поскольку данные деструкторы снизили вязкость полимерного раствора практически до значения вязкости воды.

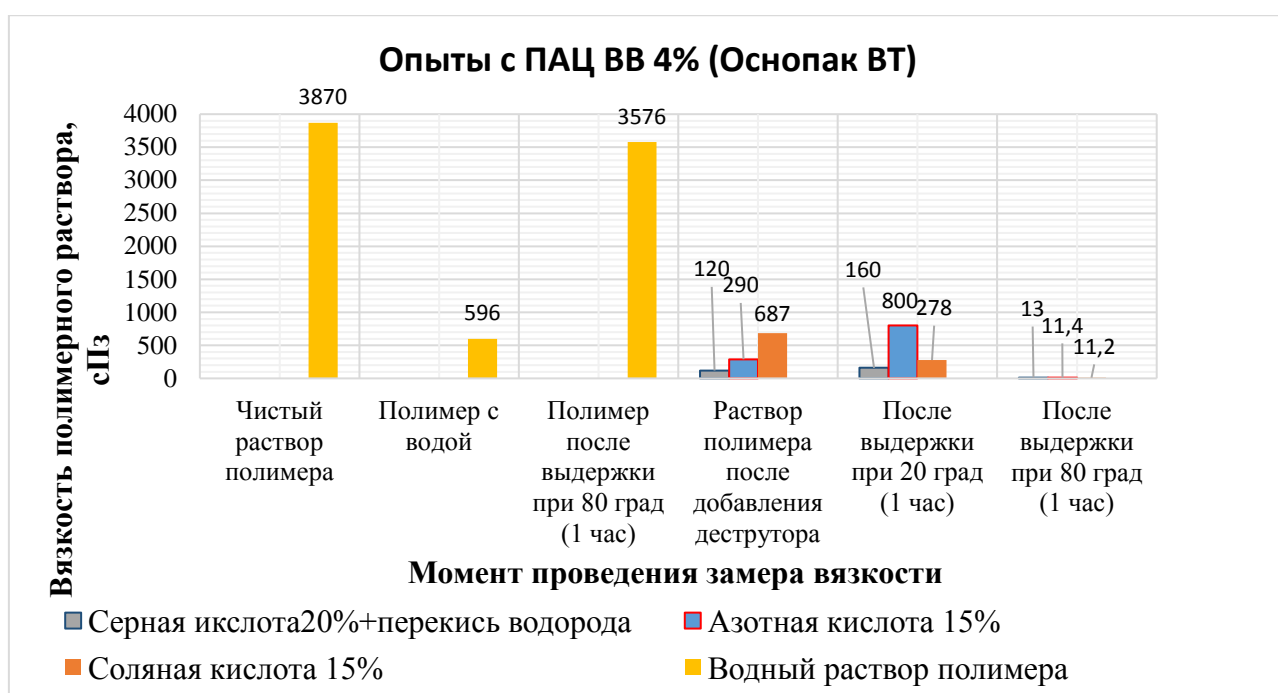


Рисунок 20 - График значений вязкости раствора полианионной целлюлозы высоковязкой 4%-й при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график на рисунке 20, можно заметить, что разбавление раствора полимера раствором деструктора в отношении 1:1 приводит к сильному уменьшению вязкости (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора одинаковы). Сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора» дает понять, что кислота начинает разрушать полимеры сразу после ее добавления в раствор, причем смесь серной кислоты и перекиси водорода сильнее других деструкторов влияет на вязкость полимера. В период выдержки смеси полимера и деструктора при комнатной температуре позволяет сделать вывод о том, что кислота продолжает разрушать полимерные цепи, снижая при этом вязкость раствора. Однако азотная кислота наоборот приводит к увеличению вязкости раствора. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к еще большему снижению вязкости раствора. В данном случае также возможно влияние процесса термодеструкции полимеров (сравнение граф «после выдержки при 80 град», «после выдержки при 20 град» и «полимер после выдержки при 80 град»). Принимая во внимание возможное влияние термодеструкции на значение вязкости полимерного раствора, для высоковязкой полианионной целлюлозы эффективными являются все три деструктора.

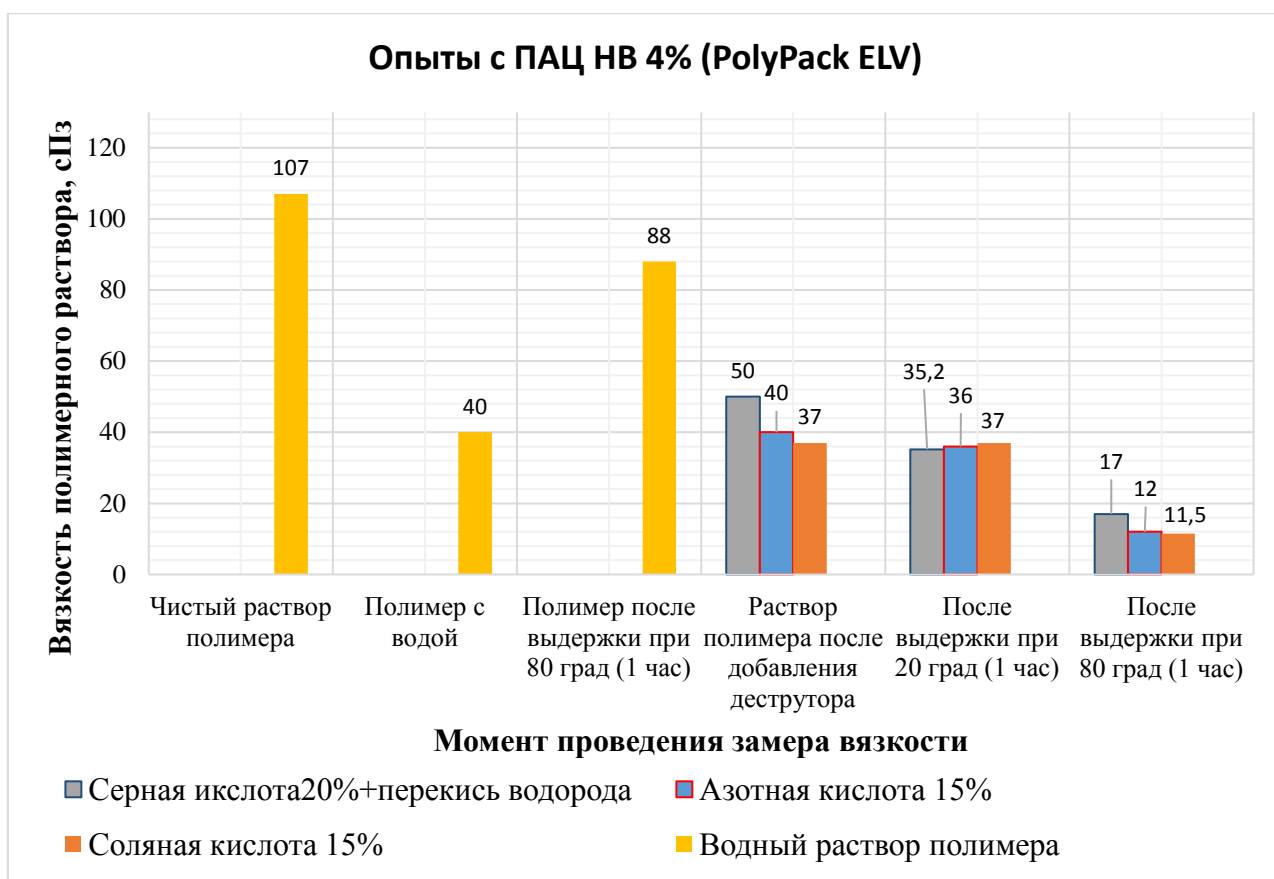


Рисунок 21 - График значений вязкости раствора полианионной целлюлозы низковязкой 4%-й при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график, представленный на рисунке 21, отмечается снижение вязкости раствора полимера при его разбавлении деструктором в отношении 1:1 (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора одинаковы). Сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора» дает понять, что кислоты не сразу начинают разрушать полимеры. В период выдержки смеси полимера и деструктора при комнатной температуре позволяет сделать вывод о том, что кислоты не очень активно разрушают полимерные цепи данного полимера. Например, соляная кислота вообще не оказала какого-либо воздействия на полимер. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к снижению вязкости раствора. Как и в предыдущих примерах, возможно процесс термодеструкции полимеров влияет на их вязкость (сравнение граф «после выдержки при 80 град», «после

выдержки при 20 град» и «полимер после выдержки при 80 град»), но также прослеживается и усиление действия кислотного деструктора. Принимая во внимание возможное влияние термодеструкции на значение вязкости полимерного раствора, для низковязкой полианионной целлюлозы в качестве наиболее эффективных деструкторов можно выделить азотную и соляную кислоты.

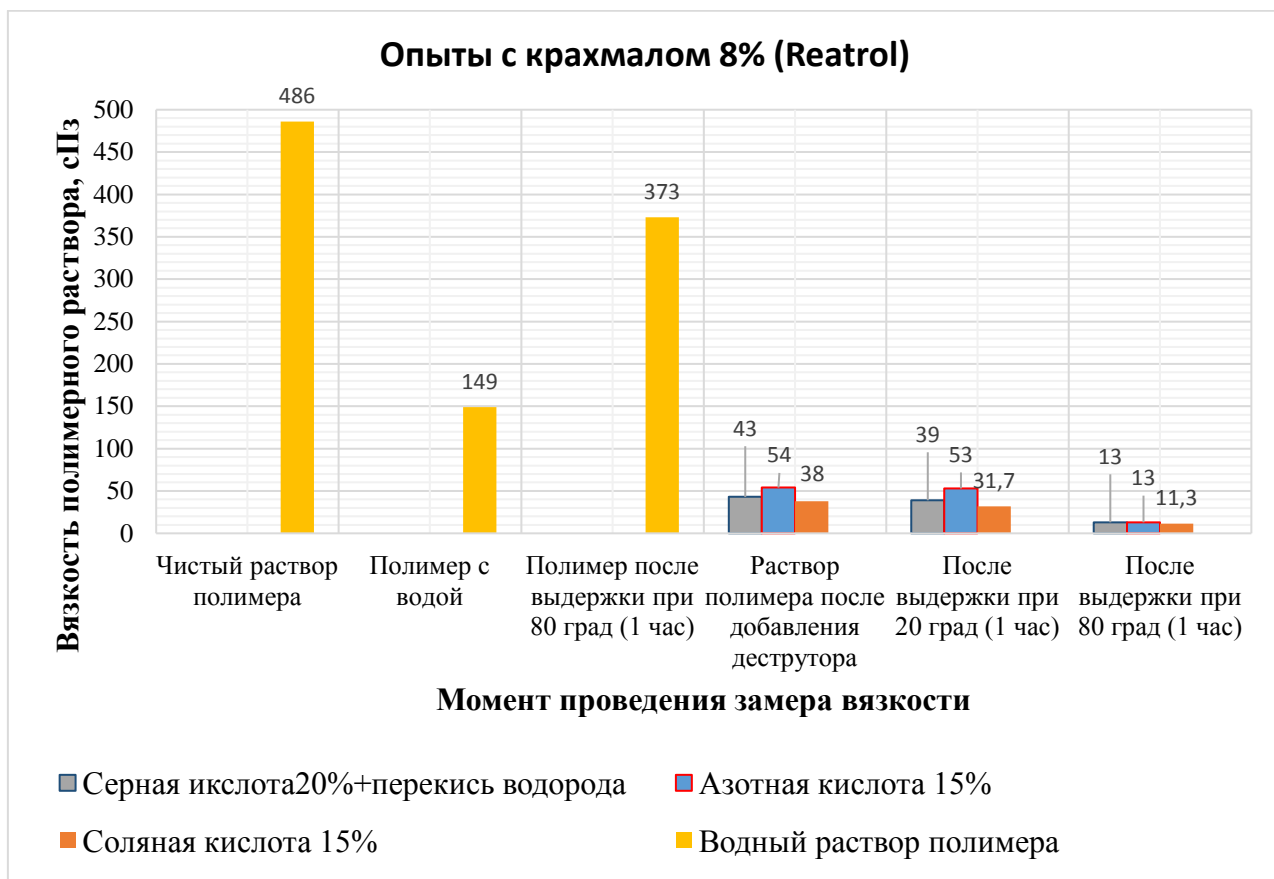


Рисунок 22 - График значений вязкости раствора крахмала 8%-го при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график, представленный на рисунке 22, видно, что разбавление раствора полимера раствором деструктора в отношении 1:1 приводит к сильному уменьшению вязкости (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора одинаковы). Сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора» помогает сделать вывод о том, что кислоты начинают разрушать полимеры сразу после их добавления в раствор, причем соляная кислота сильнее других деструкторов снижает вязкость

полимера. В период выдержки смеси полимера и деструктора при комнатной температуре только соляная кислота продолжает разрушать полимерные цепи, снижая при этом вязкость раствора. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к снижению вязкости раствора. В данном случае также возможно влияние процесса термодеструкции полимеров (сравнение граф «после выдержки при 80 град», «после выдержки при 20 град» и «полимер после выдержки при 80 град»). Принимая во внимание возможное влияние термодеструкции на значение вязкости полимерного раствора, для крахмала можно выделить все три деструктора, поскольку при скважинных условиях вязкость полимера снижается до вязкости воды.

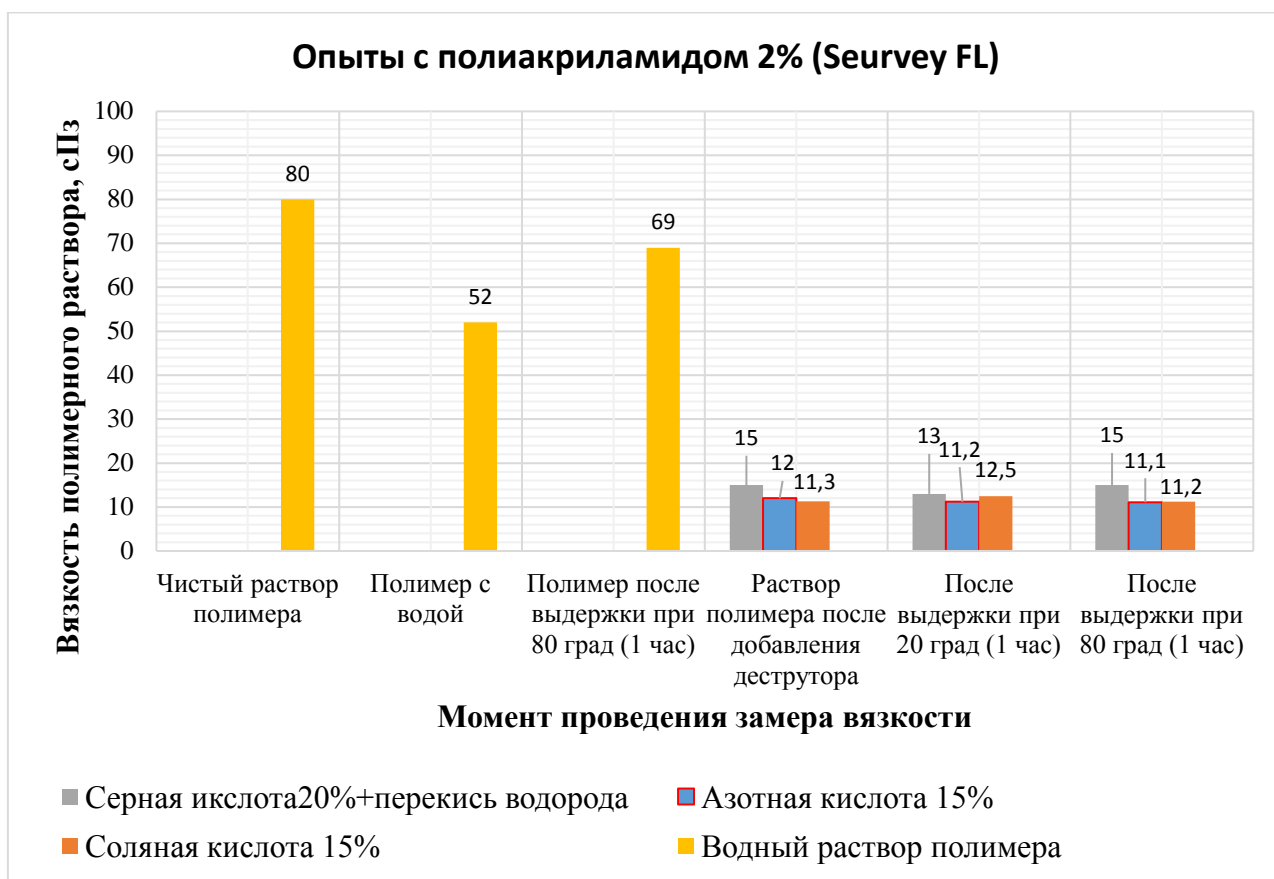


Рисунок 23 - График значений вязкости раствора полиакриламида (Seurvey FL) 4%-го при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график на рисунке 23, можно заметить, что разбавление раствора полимера раствором деструктора в отношении 1:1 приводит к снижению вязкости (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора

одинаковы). Сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора» дает понять, что кислоты начинают разрушать полимер сразу после их добавления в раствор, причем наиболее интенсивно это осуществляют растворы азотной и соляной кислот. В период выдержки смеси полимера и деструктора при комнатной температуре можно сделать вывод о том, что кислота продолжает разрушать полимерные цепи, однако снижение вязкости не значительно. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к дальнейшему незначительному снижению вязкости раствора для случая азотной и соляной кислот. Для полиакриламида 2%-го (Seurvey FL) в качестве наиболее эффективного деструктора можно выделить азотную и соляную кислоты.

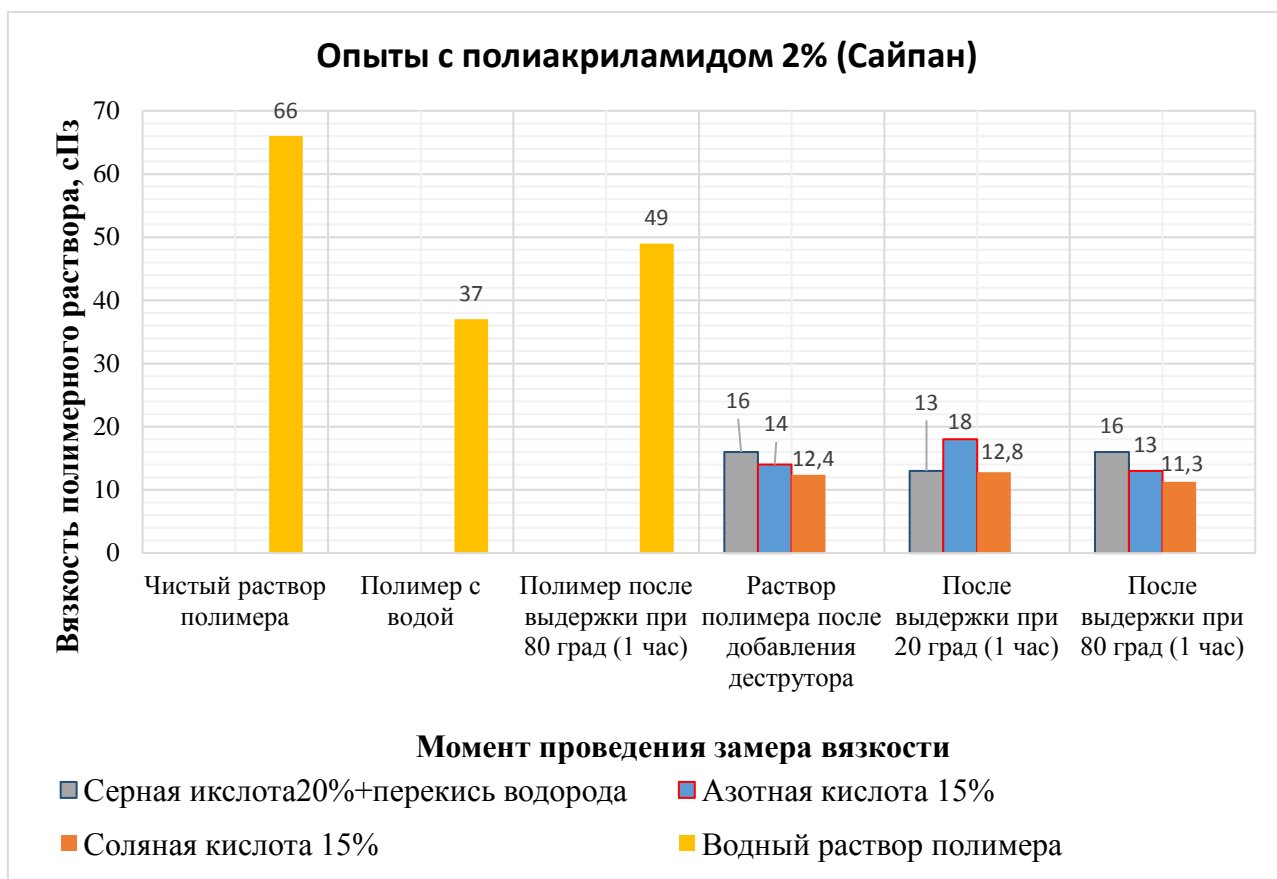


Рисунок 24 - График значений вязкости раствора полиакриламида 1%-го (Сайпан) при различных условиях без и с обработкой деструктором

Анализируя график на рисунке 24, можно увидеть, что разбавление раствора полимера раствором деструктора в отношении 1:1 приводит к сильному уменьшению вязкости (сравнение граф «чистый раствор полимера» и «полимер

с водой» при принятом упрощении о том, что вязкость воды и кислотного раствора одинаковы). Сравнение граф «полимер с водой» и «раствор полимера после добавления деструктора» дает понять, что кислоты незамедлительно приступают к разрушению полимера после их добавления в раствор, причем раствор соляной кислоты сильнее других деструкторов влияет на вязкость полимера. В период выдержки смеси полимера и деструктора при комнатной температуре в случае смеси серной кислоты с перекисью водорода происходит снижение вязкости полимера, в случае азотной кислоты вязкость полимера увеличивается, а при воздействии соляной кислоты выдержка не дает значительных результатов. Процесс нагрева смеси полимерного раствора и деструктора приводит к дальнейшему снижению вязкости раствора для азотной и соляной кислот. Возможно проявился процесс термодеструкции. Наиболее эффективным деструктором для Сайпана является соляная кислота, в случае скважинной температуры на забое в пределах 80°С.

Проведенные эксперименты не дают однозначно выделить самый эффективный деструктор из 3-х исследуемых, поскольку в ходе опытов стало очевидным, что для различных полимеров выделяются различные деструкторы. Также на результаты может оказывать влияние процесс термодеструкции полимеров (выдержка растворов полимеров с деструкторами при 80°С в течение 1 часа). По вышеописанным причинам в дальнейших опытах с фильтрационными корками необходимо исследовать все 3 кислоты, при этом в качестве упрощения исследования будут проводиться при нормальных условиях (25±1,0) °С.

3.2 Опыты с фильтрационными корками модельного биополимерного бурового раствора

Сначала был определен объем воды, проходящий через необработанную фильтрационную корку в течение 30-и минут при давлении 700кПа. Данный объем составляет 5 мл. Результаты проведенных опытов были сведены в таблицу (см. Приложение В Таблицу 3).

Обработка фильтрационных корок растворами перкарбоната натрия с концентрациями 10, 8 и 6 % не дает существенных результатов по увеличению пропускной способности корки, а, следовательно, не значительно разрушает ее (сравнивая значение объемов воды, продавленной через необработанные и обработанные корки).

Влияние соляной кислоты является более существенным, поскольку после обработок корок растворами кислот фильтрация воды происходит практически мгновенно (весь объем воды, вмещаемый стаканом пресс-фильтра, отфильтровывается в течение 39-37 секунд). Используемые растворы кислот имеют концентрации 15, 10 и 5 %.

Раствор деструктора, состоящий из смеси соляной кислоты и перкарбоната натрия, оказывает еще более разрушительное воздействие на фильтрационную корку, так как фильтрация воды через обработанные корки происходит за 29-30 секунд (опять же весь объем стакана). Однако выделяется результат для смеси соляной кислоты 5% и перкарбоната натрия 6%. После обработки данным раствором происходит отфильтровывание всего объема воды, но за больший промежуток времени (около 8 минут). Возможно причина заключается в том, что образуемая перекись водорода при реакции соляной кислоты и перкарбоната натрия в данном случае имеет меньшую концентрацию, чем при первых двух составах растворов. В целом следует отметить, что воздействие кислоты вместе с окислителем дает наиболее продуктивный результат, с точки зрения разрушения фильтрационной корки.

Для гипохлорита натрия при уменьшении концентрации от 9 до 5% видна тенденция в увеличении объема фильтруемой воды через обработанную корку с 5,0мл до 6,6 мл, однако при последующем снижении концентрации до 3% объем снижается до 5,6 мл. В целом значения не сильно превышают значение объема отфильтрованной воды через необработанную корку, что позволяет сделать вывод о неэффективности данного деструктора при нормальных условиях. Возможно для активации действия данного окислителя необходимо наличие температурного фактора.

Персульфат калия показывает наилучший результат при концентрации в 4% (7,2 мл), однако данное значение не далеко от значения при необработанной корке. Данный деструктор необходимо исследовать при различных температурных условиях при концентрации в 4%.

Значения объемов воды, полученных через фильтрационные корки, обработанные раствором перекиси водорода, позволяют сделать вывод о прямой зависимости между концентрацией раствора и объемом отфильтрованной воды. Таким образом, чем выше концентрация раствора перекиси водорода, тем сильнее происходит разрушение фильтрационной корки.

При всех исследованных концентрациях раствора серной кислоты происходил прорыв корки вдоль уплотнительного элемента стакана пресс-фильтра. Такой вывод сделан, поскольку при доведении давления внутри пресс-фильтра до нормативного происходило истечение воды не только через сливной патрубков, но и через соединение нижней крышки с корпусом камеры пресс-фильтра. Данное явление не позволяет сделать вывод об эффективности исследуемого деструктора, так как происходило хаотичное истечение воды.

Проведенный ряд экспериментов со смесями серной кислоты различной концентрации (20, 15 и 10%) и перекиси водорода (36,5, 25 и 10%) также характеризуется прорывом воды через уплотнительное соединение корпуса и крышки пресс-фильтра. Возможно происходит взаимодействие уплотнительного элемента и серной кислоты, что приводит к его незначительному сжатию и последующему образованию микротрещины, которая под действием давления раскрывается и обеспечивает быстрое истечение всего объема воды.

Состав с азотной кислотой с концентрациями 15, 10 и 5% приводит к значительному разрушению фильтрационной корки (визуально сквозь корку начинает проглядывать материал фильтровальной ткани). При подаче давления происходит очень быстрое истечение воды через сливной патрубков. После обработки фильтрационной корки с помощью раствора азотной кислоты концентрацией 3% весь объем пресс-фильтра отфильтровывается в течение 7-и

минут, а с концентрацией 2% - 8-и минут. Таким образом, можно сделать вывод, что переломная точка находится в диапазоне концентрации 5-3%.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 SWOT-анализ

На начальном этапе необходимо описать сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для его реализации, проявляющиеся во внешней среде.

Результаты начального этапа SWOT-анализа представлены в приложении Г таблице 4.

На втором этапе необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Определение соответствий / несоответствий направлены на выявление степени необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4, табл. 5, табл. 6, табл. 7.

Таблица 4 - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

	Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	0	+	+	0
	B2	-	+	+	+
	B3	-	+	+	+
	B4	-	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C2C3, B2C2C3C4, B3C2C3C4.

Таблица 5 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	-	-	-	-
	В2	-	-	-	+
	В3	-	+	+	-
	В4	-	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В2Сл4, В3Сл2Сл3.

Таблица 6 - Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	-	-	-	-
	У2	-	+	-	+
	У3	-	-	-	-
	У4	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С2С4, У3С1.

Таблица 7 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Угрозы проекта	У1	+	+	-	-
	У2	+	+	-	+

	У3	0	0	+	-
	У4	+	+	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2Сл4, У3Сл3, У4Сл1Сл2.

В качестве третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (см. приложение Д таблицу 5).

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок планирования комплекса предполагаемых работ имеет следующую структуру:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Каждый вид запланированных работ должен иметь соответствующие должности исполнителей.

В данном разделе составим список этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по категориям работ.

Составленный порядок этапов и работ, а также распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 8.

Таблица 8 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель

Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Научный руководитель
--------------------------------	---	--------------------------------	----------------------

Продолжение таблицы 8

	3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск теоретических положений о воздействии на полимерные цепи	Дипломник
	6	Проведение экспериментов по разрушению полимеров с помощью определенных деструкторов	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Научный руководитель, дипломник
Оформления отчета по проведенным исследованиям	8	Написание пояснительной записки	Научный руководитель, дипломник

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

В большинстве случаев основную часть стоимости исследования составляют трудовые затраты, поэтому необходимо определить трудоемкость работ, соответствующих каждому из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ применяется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (31)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

На основе ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , которая учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Данное вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (32)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одинаковую работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее наглядной и удобной формой графика проведения научного исследования является диаграмма Ганта. Данная диаграмма является горизонтальным ленточным графиком, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни по следующей формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}, \quad (33)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (34)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 104$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (35)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			

Составление и утверждение технического задания	2	5	3,2	Руков.	3	4
Выбор направления исследования	4	7	5,2	Руков.	5	7

Продолжение таблицы 9

Подбор и изучение литературы по теме	14	21	16,8	Дипл.	17	25
Календарное планирование работ по теме	3	5	3,8	Руков. дипл.	2	3
Поиск теоретических положений о воздействии на полимерные цепи	7	10	8,2	Дипл.	8	12
Проведение экспериментов по разрушению полимеров с помощью определенных деструкторов	15	25	19,0	Дипл.	19	28
Оценка результатов исследования	7	9	7,8	Руков. дипл.	4	6
Написание пояснительной записки	14	25	18,4	Руков. дипл.	9	13

На основе таблицы 9 строим план график, представленный в таблице 10.

Таблица 10 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнитель	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Апрель			Май				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания	Руков.	4	■												
2	Выбор направления исследования	Руков.	7		■											
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипл.	25													
4	Календарное планирование работ по теме	Руков. дипл.	3													
5	Поиск теоретических положений о воздействии на полимерные цепи	Дипл.	12													

Перкарбонат натрия	Кг	1	210	210
Лавсан	М.п.	1	192	192
Кальцинированная сода	Кг	1	62	62
Каустическая сода	Кг	1	680	680
Хлорид калия	Кг	1	63	63
Мраморная крошка	Кг	1	10	10
Бактерицид	Л	1	130	130
Ксантан	Кг	1	196	196
Крахмал	Кг	1	40	40

Продолжение таблицы 11

ПАЦ ВВ	Кг	1	180	180
ПАЦ НВ	Кг	1	220	220
Servey FL	Кг	1	250	250
Полиакриламид (Суран)	Кг	1	250	250
Итого:				6430

4.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (36)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} \cdot Z_{\text{дн}}, \quad (37)$$

где $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. ;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}}, \quad (38)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 12 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
-----------------------------	--------------	-----------

Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p, \quad (39)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,39	2,53	23	58,19
Дипломник	5,707	0	0	1,3	7,42	0,34	59	20,06
Итого $Z_{осн}$								78,25

4.2.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления от затрат на оплату труда работников по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, медицинского страхования, пенсионного фонда.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (40)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды (фонд обязательного медицинского страхования, пенсионный фонд и др.). В соответствии с статьями 425, 426 Налогового Кодекса Российской Федерации на 2018 г. установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании данных статей для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2018 году водится пониженная ставка – 20,0%.

Таблица 14 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб.	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Руководитель	58,19	6,98
Дипломник	20,06	2,41
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,2	
Итого	17,528	

4.2.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Для научно-исследовательской работы рассчитанная величина затрат является основой для формирования общего бюджета затрат проекта, который защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции при формировании договора с заказчиком.

Таблица 15 - Расчет бюджета затрат НИИ

Название статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НИИ	6430	
2. Затраты по основной заработной плате участников проекта	78250	

Продолжение таблицы 15

3. Затраты по дополнительной заработной плате участников проекта	9390	
4. Отчисления во внебюджетные фонды	17528	
5. Накладные расходы	17855,68	16% от суммы 1-4
6. Бюджет затрат научно-технического исследования	129453,68	Сумма ст. 1-5

Данный раздел выполнялся на основе рекомендаций [73].

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен SWOT-анализ проекта, в котором определены его сильные и слабые стороны, а

также угрозы и возможности при его осуществлении. Также для научно-исследовательского проекта был определен бюджет затрат, который составил 129453,68 руб.

5. Социальная ответственность

Настоящая магистерская диссертация посвящена исследованию эффективных деструкторов кольматантов призабойной зоны пласта на основе полимерных реагентов. В связи с этим данный раздел магистерской диссертации посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при работе с деструкторами в лабораторных условиях.

В качестве персонала рассматривается лаборант, рабочим местом которого является лаборатория буровых растворов.

В обязанности лаборанта входит выполнение лабораторных испытаний и измерений при проведении исследования. Он также участвует в сборе и обработке материалов в процессе исследования в соответствии с утвержденной методикой работы. Лаборант осуществляет подготовку, проверку, регулировку всех необходимых приборов для проведения экспериментов согласно разработанным инструкциям. Он принимает участие в проведении

экспериментов, снимает показания, проводит наблюдения, осуществляет необходимые вспомогательные операции, ведет рабочий журнал. Лаборант обрабатывает, систематизирует и оформляет в соответствии с рекомендациями научного руководителя результаты анализов, испытаний, измерений, ведет их учет.

В качестве исследуемых веществ приняты следующие водные растворы полимеров (Ксантан 1%; ПАЦ НВ 4%; ПАЦ ВВ 2%; Seurvey FL 2%; Сайпан 2%; Крахмал 8%), а в качестве деструкторов кислотные растворы (20% $H_2SO_4+H_2O_2$; 15% HNO_3 ; 15% HCl).

Основной целью раздела является обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования

Поскольку объектом исследования является процесс борьбы с кольматирующими частицами и веществами в призабойной зоне, который предполагает работу с химическими веществами возле скважины, то согласно ГОСТ 12.0.003-74 [1] можно выделить следующие вредные и опасные факторы производственной среды, представленные в таблице 16.

Таблица 16 - Опасные и вредные факторы при осуществлении обработки ПЗП с целью ее декольматации

Источник фактора,	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

наименование видов работ			
Закачка кислот в скважину	Химические факторы токсического действия	Химические факторы раздражающего действия	ГН 2.2.5.686-98 [59]

При допущении разлива химических веществ (соляная, азотная, серная кислоты) непосредственно у скважины при проведении обработки призабойной зоны пласта возможно отравление парами оператора. Отек легких человека происходит с задержкой жидкости во всем организме. Всё это обусловлено тем, что растёт уровень давления в капиллярах, и происходит сбой в нормальном оттоке лимфы. Наступление токсического отека объясняется прижигающим действием токсических паров на легкие человека. В результате токсического влияния на весь организм, происходят сбои в работе сердца и всех сосудов. Также возможно раздражение кожных покровов при попадании кислот на открытые участки тела оператора и даже химические ожоги. Тяжесть и опасность химического ожога зависит от его площади. Чем больше площадь ожога, тем он опаснее для жизни пострадавшего. При взаимодействии кислоты с кожей вызывается её дегидратация. При попадании в глаза, наиболее опасно повреждение глазной роговицы [58].

Согласно ГН 2.2.5.686-98 [59] установлены следующие значения предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны:

- азотная кислота – 2 мг/м³;
- серная кислота – 1 мг/м³;
- соляная кислота – 5 мг/м³.

5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, возникающих в лабораторном помещении при проведении исследований

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 [57] можно выделить следующие вредные и опасные факторы производственной среды, представленные в таблице 17.

Таблица 17 - Опасные и вредные факторы при осуществлении исследований деструкторов полимеров в лаборатории

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Замешивание растворов полимеров; Разбавление кислот; Нагрев растворов;	1. Недостаточность естественного света; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Высокая температура	1. Электрический ток; 2. Токсические и раздражающие химические факторы.	ГН 2.2.5.686-98 [59] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [60] ГОСТ 12.1.038-82 [62] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [70] СанПиН 2.2.4.548-96 [71]

Продолжение таблицы 17

	поверхности оборудования. 4. Пониженная влажность воздуха; 5. Повышенная температура воздуха		
--	--	--	--

Нерациональная расстановка рабочих столов в лаборатории может привести к тому, что в рабочей зоне будет пониженная естественная

освещенность. Также возможен вариант, когда лаборатория находится в помещении без окон. Негативно скажется и недостаточное количество источников искусственного освещения рабочего места лаборанта.

Несовершенное освещение оказывает воздействие на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность. Также оказывается влияние на психику человека, его эмоциональное состояние. В результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных световых сигналов происходит усталость центральной нервной системы. Люди могут ощущать усталость глаз и переутомление, работая при освещении низкого уровня, что приводит к снижению работоспособности. В некоторых случаях это приводит к головным болям.

Нормативы искусственного, естественного и смешанного типов освещений согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [60] представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Нормы освещения для аналитической лаборатории

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость нормирования	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение			
		КЕО, %		КЕО, %		Освещенность, лк		Показатель дискомфорта (не)	Коэффициент пульсации
		При верхнем или комбинированном	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном	При боковом освещении	При комбинированном освещении	При общем освещении		

						Всего	От общего			
Аналитическая лаборатория	$\Gamma^*=0,8$	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500	40	10

Γ^* - горизонтальная плоскость.

Коэффициент естественной освещенности (КЕО) представляет собой выраженное в процентах отношение освещенности в данной точке помещения к одновременной освещенности точки, находящейся на горизонтальной плоскости вне помещения и освещенной рассеянным светом всего небосвода.

Лаборатория является оборудованным помещением для проведения исследований опытным путем. Для этого имеется различное оборудование, в том числе и нагревательного действия (плитка), которое может привести к ожогу при несоблюдении техники безопасности. Также возможен нагрев воздуха в лаборатории и, как следствие, пониженная влажность и повышенная температура воздуха.

Оптимальные и допустимые нормативные значения показателей микроклимата согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [71] представлены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Оптимальные величины показателей микроклимата в лаборатории

Теплый	Холодный	Период года
И6 (140-174)	И6 (140-174)	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт
22-24	21-23	Температура воздуха, °С
21-25	20-24	Температура поверхностей, °С
60-40	60-40	Относительная влажность воздуха, %
0,1	0,1	Скорость движения воздуха, м/с

Таблица 20 – Допустимые величины показателей микроклимата в лаборатории

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура	Относительная	Скорость движения воздуха, м/с
-------------	-----------------	-------------------------	-------------	---------------	--------------------------------

не приводят к проявлению отклонений в состоянии здоровья и обеспечивают высокий уровень работоспособности.

Критерии допустимого теплового и функционального состояния человека определяют допустимые микроклиматические условия на период рабочей смены с продолжительностью 8 часов. Данные условия не вызывают повреждения или нарушения состояния здоровья, однако могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта. Также возможно ухудшение самочувствия, напряжение механизмов терморегуляции и понижение работоспособности.

Любое электрическое оборудование может ударить током лаборанта. Это может произойти либо при повреждении изоляции токоведущих проводов или частей оборудования, либо при отсутствующем заземлении оборудования.

Ток в теле человека оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое воздействие выражается в ожогах, нагреве и повреждении капилляров, сосудов и вен. Электролитическое воздействие выражается в разложении крови и нарушении её состава. Биологическое воздействие выражается в нервных судорогах и раздражении тканей [61].

Значения напряжений прикосновения и токов при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки согласно ГОСТ 12.1.038-82 [62] имеют следующие значения (не более):

- Переменный ток, 50 Гц:
 - Напряжение – 2В;
 - Сила тока – 0,3 мА;
- Постоянный ток:
 - Напряжение – 8В;
 - Сила тока – 1мА.

Согласно ПУЭ [72] по классификации помещений по опасности поражения людей электрическим током лаборатория относится к помещениям без повышенной опасности, поскольку отсутствуют условия, которые бы

создавали повышенную или особую опасность (влажность воздуха не превышает 75%, полы нетокопроводящие и т.д).

Лаборатория буровых растворов предполагает работу с различными реагентами и химическими веществами, в том числе с кислотами, пары которых при проведении опытов могут привести к сильной загазованности воздуха на рабочем месте и в лаборатории.

Концентрированные пары и газы химикатов могут привести к токсическому отравлению лаборанта. Также едкие химические вещества вполне могут привести к раздражению кожных покровов, слизистой и даже к химическому ожогу.

Предельно допускаемые концентрации паров кислот представлены в разделе 5.1.1.

5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Значения естественного и искусственного освещений необходимо довести до регламентных значений согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [60]. Так как в лаборатории окна находятся только на одной стороне, то в помещении необходимо произвести планировку мебели таким образом, чтобы ни один из элементов лабораторной мебели не создавал тень для любой из рабочих зон. Лаборатория буровых растворов оборудована светильниками «Армстронг», каждый из которых содержит по 4 электролюминесцентные лампы. Каждый светильник имеет световой поток равные 5200 Лм. Все 6 светильников создают благоприятную для работы освещенность рабочей зоны.

Исследования в лаборатории предполагают работу с кислотами, пары которых могут привести к отравлению работников лаборатории. Также высока вероятность выделения газов в результате химических реакций химикатов, которые через дыхательные пути могут попасть в организм человека и нанести ему вред. В качестве коллективных средств защиты необходимо лабораторию оборудовать шкафом с принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, чтобы

не было превышение нормативных ПДК паров кислот согласно ГН 2.2.5.686-98 [59] в рабочей зоне.

Для предотвращения получения химических ожогов и раздражения кожных покровов согласно ГОСТ 12.4.011-89 [63] всех работников лаборатории при проведении экспериментов необходимо обеспечить такими индивидуальными средствами защиты, как халат, резиновые перчатки, защитные очки, респираторы. Данные средства защиты также применимы для работников, осуществляющих закачку кислот в скважину.

Для исключения поражения электрическим током согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [70] в качестве коллективных средств защиты необходимо применить усиленную изоляцию токоведущих частей электрооборудования. Также по всей лаборатории обязательно к применению защитное заземление всех электроустановок. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, необходимо применять диэлектрические перчатки (поскольку все электрооборудование в лаборатории является настольным и касание электроустановок возможно только руками, проводов на полу в зоне перемещения лаборанта нет).

Для соблюдения поддержания показателей микроклимата на оптимальном уровне необходимо использовать систему кондиционирования, увлажнитель воздуха.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Сам процесс борьбы с кольматантами предполагает применение химических реагентов, которые закачиваются в скважину для достижения целевой точки обработки – призабойной зоны пласта. В случае некачественно проведенных подготовительных работ возможен пролив химикатов возле фонтанной арматуры скважины. В данном случае под воздействием на

литосферу будет пониматься химическое загрязнение почвы, что приведет к повышению их кислотности. При этом закисленные почвы будут иметь заниженную скорость разложения органических веществ, поскольку большая часть грибов и почвенных бактерий погибают в кислой среде. Также повышенная кислотность приводит к растворению соединений алюминия и переходу их в раствор, соединения в котором оказывают токсическое воздействие на корневые системы растений.

В результате химического выщелачивания в почве выделяются атомы тяжелых металлов, которые будут поступать в поверхностные воды, что приведет к их загрязнению. К тяжелым металлам относятся ртуть, свинец, марганец, кадмий, кобальт, хром, никель, ванадий, железо, медь, цинк, сурьма, а также металлоиды (селен, мышьяк). Особо опасными для человека считаются ртуть, кадмий и свинец. А ведь именно тяжелые соединения металлов относятся к наиболее опасным загрязнителям водных объектов. Также кислотные окислы уменьшают pH природных вод, что ведет к повышению растворимости солей тяжелых металлов, следовательно, и концентрация ионов тяжелых металлов в водах будет увеличиваться [64].

Предельно допустимая концентрация кислот в почвах регламентируется ГН 2.1.7.2041-06 [65]:

Азотная кислота – 130 мг/кг;

Серная кислота – 160 мг/кг;

Соляная кислота – 110 мг/кг.

Загрязнение атмосферы при испарении кислот и конденсировании взвеси в воздухе незначительно, поскольку в лаборатории используются очень малые концентрации кислот, а на скважине имеет место открытая местность, что обеспечит быстрое разбавление паров воздушными массами.

5.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Как и любые отходы промышленности, отходы лабораторных исследований могут оказывать значительное отрицательное влияние на все

компоненты природной среды – биосферу, атмосферу, гидросферу и литосферу. Под воздействием отходов разрушаются и гибнут флора и фауна, происходит загрязнение воздуха, почвы и воды. При этом в природе возникают не свойственные ей негативные явления. Примерами могут служить кислотные осадки в атмосфере, возникающий парниковый эффект, разрушение озонового слоя, нарушение кислотности почв и другие явления. Все это значительно снижает качество окружающей среды и негативно влияет на здоровье населения.

Воздействие на атмосферу происходит при вытягивании химических испарений через вытяжную вентиляцию. Однако стоит отметить, что объемы реагентов, применяемых при одном эксперименте, не генерируют большое количество вредных газов/аэрозолей по сравнению, например, с промышленным предприятием.

На гидросферу воздействие уже значительно, поскольку весь объем химических реагентов утилизируется через систему промышленных стоков. И при ненадлежащей обработке данных стоков возможно попадание химикатов в водную систему жилой местности (города), что вызовет отравление человека.

Воздействие на литосферу является следственным фактором от вышеописанного. Загрязненные сточные воды попадая в водную систему местности также начинают оказывать негативное влияние на почвы, вызывая отравление растительности, изменяя кислотный состав почв.

5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

При выполнении опытов следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для данной лаборатории.

Поскольку концентрации генерируемых газов не большие, то достаточным методом защиты атмосферного воздуха будет рассеивание очищенных газов в атмосферном воздухе благодаря вытяжной вентиляции. Для очистки от возможных механических примесей можно применить угольный фильтр в канале вытяжной вентиляции.



Рисунок 25 – Угольный фильтр «Клевер» для вытяжной вентиляции для очистки воздуха от механических примесей

Для защиты гидросферы в условиях лаборатории необходимо применение устройств с физико-химическими методами очистки. Широко распространена адсорбционная технология с применением активированных углей, которая позволяет получать остаточные концентрации основных загрязняющих веществ ниже нормативных значений. Также необходимы процессы флотации и ионного обмена. Поскольку площади помещения лаборатории недостаточно для установки полноценных очистных сооружений, то достаточным будет заключение договора с предприятием, занимающимся очисткой сточных вод. Предполагается установка емкости объемом суточного потребления воды в подвальном помещении, куда будут поступать стоки из лаборатории. Оттуда стоки будут забираться специальной машиной для проведения очистки сточных вод от химикатов и загрязнений.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, инициируемых объектом исследования

Как таковой процесс борьбы с кольматантами в призабойной зоне пласта не может вызвать какие-либо чрезвычайные ситуации, поскольку реагирование кислот с кольматантами происходит глубоко под землей.

5.3.2 Анализ вероятных ЧС, возникающих в лаборатории при проведении исследований

К возможным ЧС в лаборатории можно отнести пожар. Данная ситуация может возникнуть в случае короткого замыкания электропроводки либо при неисправности электроприборов. Также может повлиять и нагревательная плитка, применяемая при исследованиях. При ненадлежащем надзоре включенная плитка может привести к возгоранию любого материала, который поддается горению.

Согласно НПБ 105-03 [66] исследовательскую лабораторию можно отнести к категории помещения В-4 «пожароопасные», так как в ней находятся твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (деревянная мебель, бумага и прочее).

5.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для предупреждения проявления вышеописанной чрезвычайной ситуации необходимо проведение организационных, технических, эксплуатационных и режимных мероприятий по пожарной профилактике.

К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год. Необходимо знать план эвакуации на случай ЧС.



Рисунок 26 – План эвакуации из лаборатории при пожаре

Ежедневно рабочие места должны очищаться от горючих отходов исследований. Работы, связанные с выделением токсичных веществ, должны производиться только в исправных вытяжных шкафах. Сотрудники лаборатории должны знать места расположения средств пожаротушения и уметь их применить при возникновении пожара. В лаборатории запрещается:

- загромождать проход, а также проход к средствам пожаротушения;
- мыть полы с использованием горючих жидкостей;
- оставлять в рабочей зоне бумагу и ветошь;
- хранить в помещении лаборатории любые вещества с неизвестными пожароопасными свойствами;
- пользоваться электронагревательными приборами с открытой спиралью;
- при включенных электронагревательных приборах убирать случайно пролитые горючие жидкости.

Технические мероприятия предполагают монтаж и эксплуатацию электроустановок в соответствии с правилами устройства электроустановок. Обязательным является наличие противопожарной сигнализации, которая при срабатывании осуществит оперативное оповещение людей о необходимости эвакуации. Лаборатория должна быть оборудована такими противопожарными средствами, как огнетушители. Углекислотные огнетушители ОУ-2 предназначены для тушения загораний различных веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Порошковые огнетушители ОП-10 предназначены для тушения нефтепродуктов, электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В.

К режимным мероприятиям относятся запрет курения в лаборатории.

Эксплуатационные мероприятия заключаются в том, что при обнаружении дефектов в изоляции приборов, неисправности пускателей, вилок, розеток, а также заземления следует оперативно уведомить об этом ответственное лицо за противопожарное состояние лаборатории. Все неисправности, касающиеся электрооборудования, должны устраняться исключительно специалистом-энергетиком. Запрещается ремонтировать и переносить включенные электрооборудование, находящееся под напряжением.

Порядок действий в случае возникновения ЧС:

- остановить электрооборудование;
- отключить вентиляцию;
- немедленно сообщить о случившемся по телефону в пожарную охрану – 01, 101, 112 (необходимо сообщить адрес объекта, место возникновения пожара, свою фамилию);
- сообщить по телефону заведующему лабораторией и охране корпуса №19;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- принять меры по ликвидации очага возгорания при помощи первичных средств пожаротушения;

- при необходимости удалить с места возгорания горючие вещества и материалы [67].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны исследователя

На должность лаборанта назначается лицо, имеющее среднее профессиональное образование без стажа работы или начальное профессиональное образование со стажем работы по специальности не менее 2 лет.

Лаборант должен знать:

- справочные и нормативные материалы по тематике выполняемой работы;
- методы проведения исследований;
- оборудование лаборатории и правила его эксплуатации;
- правила и нормы охраны труда, техники безопасности, основы трудового законодательства Российской Федерации, производственной санитарии и противопожарной защиты.

При приеме на работу работником обязательно должен быть пройден вводный инструктаж. Для получения допуска к самостоятельной работе работник должен освоить:

- проверку знаний инструкции по охране труда;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- действующую инструкцию по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями;
- инструктаж по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ.

Лаборант должен оказать первую помощь пострадавшему при несчастном случае до прибытия медицинского персонала. Если несчастный

случай произошел с самим лаборантом, то в зависимости от тяжести травмы он должен обратиться за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказать первую помощь. Каждый работник лаборатории должен уметь пользоваться аптечкой и знать ее местоположение.

Лаборант должен сообщать своему непосредственному руководителю об обнаруженных неисправных приспособлениях, инструменте и средствах защиты.

Согласно отраслевым нормам лаборанту химической лаборатории бесплатно должны выдаваться следующие средства индивидуальной защиты:

- халат хлопчатобумажный (на 12 мес);
- перчатки резиновые и трикотажные (на 1 мес);
- фартук прорезиненный (на 6 мес);
- сапоги резиновые (на 12 мес);
- очки защитные (до износа);
- респиратор (до износа).

Срок носки спецодежды должен удваиваться при выдаче двойного сменного комплекта.

Лаборант химической лаборатории перед началом работы должен:

- спецодежду привести в порядок, волосы убрать под плотно облегающий головной убор;
- проверить исправность приточно-вытяжной вентиляции;
- проверить работоспособность освещения рабочего места;
- убедиться в исправности электроприборов на рабочем месте и их заземления;
- проверить наличие четких надписей на бутылках с реактивами;
- проверить наличие и целостность стеклянной посуды, бюреток, пипеток, достаточность реактивов и реагентов [68].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

В химической лаборатории должно быть энергоснабжение, подводка холодной и горячей воды. Все электрооборудование должно быть заземлено.

Разводка коммуникаций к переносным приборам и нестационарному оборудованию должна проводиться открыто при помощи гибких проводов и шлангов, укрепленных на металлических трубопроводах зажимами.

Электроосвещение помещения и вытяжных шкафов должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении. Выключатели устанавливаются вне вытяжных шкафов.

Помещение лаборатории должно быть оборудовано системами локального удаления воздуха из вытяжных шкафов или отдельных приборов и оборудования помимо общей приточно-вытяжной вентиляции.

Рабочие столы и вытяжные шкафы для работы с химически активными веществами (кислотами, щелочами и др.) должны быть покрыты материалами, стойкими к агрессивной химической среде, и иметь бортики, предотвращающие стекание жидкости на пол.

Вытяжные шкафы, в которых происходит выделением вредных и горючих паров и газов при проведении работ, должны быть оборудованы верхними и нижними отсосами воздуха. Для обеспечения тяги дверцы вытяжных шкафов следует держать закрытыми с небольшим зазором внизу во время работ.

Металлические шкафы для хранения химических веществ должны быть зарыты на ключ и опечатаны.

Входящие в конструкцию производственного оборудования специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения, экраны, вентиляторы и др.), обеспечивающие устранение или снижение уровней опасных и вредных производственных факторов до допустимых значений, не должны затруднять выполнение трудовых действий [69].

Заключение

Проведенное исследование теоретических положений о загрязнении призабойной зоны пласта позволяет сделать вывод о сложности данного процесса, поскольку существует множество факторов, влияющих на закупорку пор продуктивного пласта кольматирующими веществами и материалами. Было установлено, что загрязнение продуктивного пласта происходит на всех стадиях строительства и эксплуатации скважины. Наименее изученной является проблема борьбы с полимерными кольматантами, которые попадают в скважину в процессе ее строительства, глушения и проведения операции гидроразрыва пласта.

В ходе проведения экспериментов с водными растворами полимеров установлено, что для Ксантана в качестве наиболее эффективного деструктора можно выделить соляную кислоту (15%) и смесь серной кислоты (20%) с перекисью водорода (36,5%). Для высоковязкой полианионной целлюлозы (Оснопак ВТ) эффективными являются все три исследуемых кислотных деструктора. Для низковязкой полианионной целлюлозы (PolyPack ELV) в качестве наиболее эффективных деструкторов можно выделить азотную (15%) и соляную (15%) кислоты. Для крахмала (Reatrol) можно выделить все три деструктора. Для полиакриламида 2%-го (Seurvey FL) в качестве наиболее эффективного деструктора можно выделить азотную (15%) и соляную (15%) кислоты. Наиболее эффективным деструктором для полиакриламида 1%-го (Сайпан) является соляная кислота (15%). Как видно, для каждого вида полимера выделяются различные деструкторы, что не позволяет выбрать какой-либо один как наиболее эффективный.

В ходе выполнения экспериментов с фильтрационными корками биополимерного бурового раствора при стандартных условиях установлено, что такие окислители, как перкарбонат натрия, гипохлорит натрия и персульфат калия имеют значительные показатели в улучшении фильтрации воды через корку (значения практически сравнимы с показателем фильтрации воды через необработанную корку). Среди данных реагентов выделяется персульфат калия

4%-й (7,2 мл). в дальнейшем необходимо провести исследования данных реагентов при различных температурах.

Хорошо себя проявил такой деструктор, как перекись водорода, причем сила разрушения корки прямо пропорциональна концентрации применяемого реагента.

Обработка корок раствором соляной кислоты приводит к их сильным разрушениям (после обработки весь объем пресс-фильтра отфильтровывается за 37-39 секунд). Однако эффект усиливается при использовании смеси соляной кислоты и перкарбоната натрия. При этом отфильтровывание происходит за 29-30 секунд. Однако снижение концентрации соляной кислоты до 5% и перкарбоната натрия до 6% приводит к замедлению истечения воды сквозь фильтр.

Для определения эффективности применения в качестве деструктора серной кислоты необходимо проведение дополнительного ряда исследований с модернизацией применяемого пресс-фильтра.

Азотная кислота доказывает свою эффективность даже при малых концентрациях. Концентрации 15-5% приводят к удалению корки. При 3% уже разрушение корки снижается.

Список литературы

- [1] Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
- [2] Заканчивание скважин: учеб. пособие для вузов / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 346 с.
- [3] Иванов С.И. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин / С.И. Иванов [и др.]. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
- [4] Крылов В.И. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин / В.И. Крылов, В.В. Крецул, В.М. Гимазетдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2015. – №12. – С. 31–36.
- [5] Михайлов Д.Н. Комплексный экспериментальный подход к определению параметров проникновения и захвата компонентов бурового раствора и сопутствующего изменению проницаемости породы коллектора / Д.Н. Михайлов, Н.И. Рыжиков, В.В. Шако // Тр. Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 65–78.
- [6] Камбулов Е.Ю. Комплексный подход к выбору рецептур промывочных жидкостей для бурения и вскрытия истощенных коллекторов Юрских отложений Западной Сибири / Е.Ю. Камбулов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – №3. – С. 12–16.
- [7] Артамонов В.Ю. Современные представления о формировании кольматационного слоя и фильтрационной корки / В.Ю. Артамонов, С.Р. Ганиев, Ю.С. Кузнецов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – №5. – С. 29–32.
- [8] Живаева В.В. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта / В.В. Живаева, В.И. Никитин // Modern high technologies. – 2016. – №6. – С. 250–254.

- [9] Исламов Х.М. Влияние буровых растворов на изменение фильтрационно-емкостных свойств пород / Х.М. Исламов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – №6. – С. 18–20.
- [10] Крылов В.И. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 / В.И. Крылов, В.В. Крецул, С.В. Меденцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2015. – №1. – С. 36–44.
- [11] Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В.А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256 с.
- [12] Абдуллин Ф.С. Повышение производительности скважин / Ф.С. Абдуллин. – М.: Недра, 1975. – 262 с.
- [13] Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998. – 435 с.: ил.
- [14] Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения / А.А. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 219 с.
- [15] Некрасова И.Л. Технология подготовки ствола скважины к освоению после вскрытия продуктивных пластов на инвертно-эмульсионных буровых растворах / И.Л. Некрасова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 3. – С. 59–63.
- [16] Орлов Л.И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихтушин. - М.: Недра, 1975. – 212 с.
- [17] Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. - М.: Недра, 1978. – 200 с.
- [18] Крысин Применение безглинистых полимерсолевых буровых растворов / Крысин Н.И. [и др.]. – Пермь: Изд-во ПермНИПИнефть, 1983. – 72 с.
- [19] Черемисинов О.А. Состав природного газа по данным газо-метрии скважин / О.А. Черемисинов, Н.Р. Шорохов. – М.: Недра, 1975. – 148 с.

- [20] Беляев Ю.А. Разработка инновационных термохимических элементов для очистки насосно-компрессорных труб и призабойной зоны пласта / Ю.А. Беляев, В.С. Бороздин // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №1 (40). – С. 18–21.
- [21] Ахметова В.М. Новые эффективные химические деструкторы для ликвидации полимерного загрязнения (блокад) пласта при первичном вскрытии и капитальном ремонте скважин / В.М. Ахметова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 6. – С. 35–37.
- [22] Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – М.: Недра, 2002. – 639 с.
- [23] Рябова Л.И. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин / Л.И. Рябова, Д.С. Шляхова, Е.В. Тимофеева // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №2. – С. 40–42.
- [24] Шлиховой Д.С. Влияние фильтрата тампонажных растворов на загрязнение продуктивного пласта / Д.С. Шлиховой, Л.И. Рябова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 5. – С. 52–57.
- [25] Агзамов Ф.А. О необходимости учета коллекторских свойств пласта при выборе реагентов регуляторов фильтрационных характеристик буровых и тампонажных растворов / Ф.А. Агзамов, О.Ф. Кондрашев, С.Ф. Комлева // Георесурсы. – 2012. – № 3(45). – С. 55–60.
- [26] Комлева С.Ф. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Светлана Фаритовна Комлева. – Уфа, 2007. – 203 с.
- [27] Паршукова Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
- [28] Бачурина О. В. Особенности технологии глушения скважин в заглинизированных коллекторах / О.В. Бачурина, В.И. Павлюченко // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – № 2. – С. 18–21.
- [29] Гладков П.Д. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на приобском нефтяном месторождении / П.Д. Гладков, М.К. Рогачёв // Нефтегазовое дело. – 2012. – №2. – С. 175-181.

- [30] Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
- [31] Назаров В.Д. Подготовка нефтепромысловых вод для использования в системе поддержания пластового давления / В.Д. Назаров, Л.Я. Абдулла, М.В. Назаров // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 1. – С. 9–15.
- [32] Хисамутдинов Н.И. Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, Г. З. Ибрагимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т.2. – 272 с.
- [33] Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: учебник для вузов / В.М. Подгорнов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 253 с.
- [34] Кононенко П.И. Техногенные причины кольматации призабойной зоны пласта и возможные пути ее устранения / П.И. Кононенко и др. // Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: материалы 7–ой Международной научно-практической конференции. – Геленджик, 2012. – С.13–22.
- [35] Никитин А.Н. Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.Н. Никитин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – С. 41–43.
- [36] Сахибгараев Р.Р. Исследование образования фильтрационной корки при гидроразрыве пласта / Р.Р. Сахибгараев, Р.Ф. Шакирова, Р.Р. Сахибгараева // Нефтегазовое дело. – 2016. – №6. – С. 102–120.
- [37] Гуторов Ю.А. Технология повышения нефтеотдачи посредством гидродинамического воздействия на продуктивный коллектор: практическое пособие / Ю.А. Гуторов, Л.Р. Фурсова. – РКНТЦ. – 2013. – 119 с.
- [38] Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.: ил.
- [39] Садыков И.Ф. Универсальный химический реагент для кислотной обработки призабойной зоны нефтяных пластов из карбонатных и терригенных

пород / И.Ф. Садыков, А.А. Марсов, А.А. Мокеев. // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №13. – С. 190–192.

[40] Подгорнов В.М. Стратегии формирования призабойной зоны скважины / В.М. Подгорнов // Вестник Российской академии естественных наук. – 2013. – №6. – С. 85–88.

[41] Земцов Ю.В. Перспективные методы ОПЗ добывающих скважин месторождений Западной Сибири / Ю.В. Земцов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №7. – С. 20–26.

[42] Дмитриева А.Ю. Инновационная технология пенокислотной ОПЗ для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов в ПАО “Татнефть” / А.Ю. Дмитриева, М.Х. Мусабиров, Э.М. Абусалимов, Н.М. Мусабирова, В.В. Гаврилов // Экспозиция нефть газ. – 2016. – №5(51). – С. 30–33.

[43] Саегараев Р.Х. Результаты промышленного внедрения кислотной эмульсии (РЭКВД) в НГДУ «Бавлынефть» / Р.Х. Саегараев, В.Б. Подалов, А.Ф. Яртиеv. // Георесурсы. – 2017. – №2. – С. 135–137.

[44] Гиматудинов Ш.К. Справочное пособие по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. Ред. Ш.К. Гиматудинова/ Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.

[45] Николаев Н.И. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта / Н.И. Николаев, А.В. Шипулин, К.С. Купавых // Территория нефтегаз. – 2015. – №4. – С. 79–83.

[46] Купавых К.С. Оценка влияния ПАВ на эффективность кислотной обработки карбонатных пород / К.С. Купавых, Н.И. Николаев, Д.А. Волкотрубов, А.А. Петров // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – №1. – С. 119–121.

[47] Чулкова А.О. Эффективность деэмульгаторов в процессе разрушения нефтекислотных эмульсий / А.О. Чулкова, К.Ю. Прочухан, Е.А. Шафикова, Г.И.

Апкаримова, Ю.А. Прочухан // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №7. – С. 26–29.

[48] Мисолина Н.А. Анализ эффективности применяемых ОПЗ скважин по технологии “Шквал” и растворителем парафинов на Зюзеевском нефтяном месторождении с учетом сложности геологического строения / Н.А. Мисолина, Р.Р. Харитонов, Ш.Г. Ягудин, М.А. Петров // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. — 2009.— С. 139-141.

[49] Ишбаев Г.Г. Технологическая жидкость для химической очистки призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым стволом / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев, В.А. Горпинченко // Бурение и нефть. – 2013. – №12.

[50] Обработка призабойной зоны пласта газовых скважин жидкими углеводородами с использованием колтюбинговых установок / “АСБУР” Всероссийская ассоциация (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL:

http://asbur.ru/bank_technology/kapital_nyj_remont_skvazhin_krs/koltyubingovoe_b_urenje/opz/obrabotka_prizabojnoj_zony_plasta_gazovyh_skvazhin_zhidkimi_uglevodoro/ (дата обращения: 21.03.2018)

[51] Технология восстановления продуктивности скважин, в которых проведен гидроразрыв пласта / Ю. В. Земцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2007 .— N 3 .— С. 56-59.

[52] Ахметова В.М. Новые эффективные химические деструкторы для ликвидации полимерного загрязнения (блокад) пласта при первичном вскрытии и капитальном ремонте скважин / В.М. Ахметова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2011.— № 6 .— С. 35-37.

[53] Паникаровский, Е. В. Процессы декольматации призабойной зоны пласта / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский // Известия вузов. Нефть и газ. — 2011 .— N 1 .— С. 48-51 .— ISSN 0445-0108.

- [54] Градов О. М. Особенности применения эффекта акустического течения для декольматации нефтяных скважин / О. М. Градов // Материаловедение. — 2013 .— № 2 .— С. 15-21 .— (Современные технологии) .— ISSN 1684-579X.
- [55] Иванников В.И. Декольматация продуктивных пластов в скважинах / В.И. Иванников, И.В. Иванников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2010.— № 2.— С. 24-31.
- [56] Шумилкина, О.В. Исследование механодеструкции полимерных реагентов буровых промывочных жидкостей [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15) / Шумилкина Оксана Васильевна; Общ. С огр. Ответств. «Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа». – Москва, 2012. – 28 с.
- [57] ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные факторы производства»
- [58] Отравление кислотами и щелочами / Отравлений нет (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: <http://otravleniy.net/otravleniya-kislotami-i-shhelochami/otravlenie-kislotami-simptomy-otravleniya-azotnoj-kislotoj.html> (дата обращения: 06.04.2018)
- [59] ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы
- [60] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
- [61] Воздействие тока на организм человека / АО Энергетик (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: http://www.energetik-ltd.ru/statii/statii6/vozdeystvie_toka_na_organizm_cheloveka (дата обращения: 06.04.2018)
- [62] ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)
- [63] ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

- [64] Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для бакалавров / С.В. Белов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2013. – 682 с.
- [65] ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве
- [66] НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- [67] Инструкция о мерах пожарной безопасности в научно-инновационной лаборатории «Буровые промывочные и тампонажные растворы»
- [68] Типовая инструкция по охране труда для лаборанта химического анализа / Охрана труда в России (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/392170/ (дата обращения: 06.04.2018)
- [69] Инструкция № 13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы»
- [70] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- [71] СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- [72] ПУЭ: правила устройства электроустановок
- [73] Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

Приложение А
(справочное)

Таблица 1 – Результаты опытов с водными растворами полимеров

Кольматант/ фактор/ горная порода	Метод ОПЗ	Механизм воздействия
Карбонатные породы	Солянокислотная обработка	<p>Соляно-кислотная обработка основана на способности соляной кислоты химически разлагать карбонатные породы – известняки, доломиты, доломитизированные известняки. Реакции характеризуются уравнениями:</p> <p>с известняками:</p> $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ <p>доломитами:</p> $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$ <p>Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией</p>

Продолжение таблицы 1

		<p>скважины, образуя новые пустоты и каналы.</p> <p>Выделяющийся CO₂ оказывает положительное влияние на ПЗП, особенно на режимах с температурой в пласте выше критической (более 31,2 °С), при которой CO₂ находится в газовой фазе. В момент пуска скважины в работу и ее освоения CO₂ способствует растворению АСПО вблизи ПЗП и более интенсивному выносу продуктов реакции.</p> <p>С известняком, доломитом достаточно хорошо взаимодействует уксусная кислота с образованием растворимых в воде продуктов реакции.</p> <p>При наличии АСПО возможно применение комплексного воздействия раствором эмульсии «кислота в дистилляте». При этом</p>
	<p>Обработка уксусной кислотой</p>	
	<p>Кислота в дистилляте</p>	

Продолжение таблицы 1

	<p>ПАВ-солянокислотная обработка</p>	<p>дистиллят разрушает АСПО на поверхности породы и кольматантов, а кислотная группа вступает в химическое взаимодействие с породой и кольматантом.</p> <p>Гидрофобность данной эмульсии позволяет блокировать водоносную часть пласта.</p> <p>Также известен способ обработки СКО+ПАВ (неонол АФ9-12, нефтенол и аналоги). Механизм воздействия заключается в увеличении проницаемости коллектора за счет растворения загрязнений и порообразующих минералов, разрушения водонефтяных эмульсий, удаления рыхлосвязанной воды и вовлечения в разработку нефтенасыщенных пропластков пониженной проницаемости.</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 1

	<p>Пенокислотная обработка</p>	<p>Известен метод пенокислотных обработок. Пенная структура и наличие ПАВ обеспечивают низкие скорости реагирования состава с карбонатной породой и выполняет транспортную функцию, что позволяет доставлять кислотный раствор с ПАВ в глубь пласта. Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны.</p>
<p>Глины и глинистые компоненты</p>	<p>Обработка соляной кислотой</p>	<p>Реакция соляной кислоты с глинами и глинистыми компонентами пород протекает с растворением</p>

Продолжение таблицы 1

		<p>окислов щелочных и щелочноземельных металлов, однако при этом происходит гелеобразование, которое усиливается с ростом содержания HCl в рабочем растворе и является процессом нежелательным. Для устранения этого процесса используют такие стабилизаторы, как уксусную (CH₃COOH) и плавиковую (HF) кислоты. Уксусная кислота 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.</p>
<p>Железосодержащие карбонатные коллекторы</p>	<p>Раствор соляной кислоты с присадками уксусной или лимонной кислот (с массовой долей 3-5% и 2-3% соответственно)</p>	<p>Присадки необходимы для предотвращения осадкообразования. Также для предотвращения выпадения основных солей железа применяются в качестве</p>

Продолжение таблицы 1

	<p>Для карбонатных пород технология «Шквал» совместно с НС1</p> <p>Углеводородные растворители АСПО при применении технологии репрессивно-депресссионного воздействия.</p>	<p>(восстановлением) площади фильтрации добываемой продукции вблизи ствола скважины.</p> <p>Органический растворитель «Шквал» (представляет собой композицию удалителя АСПО «ИНТА-2002» и дистиллята нефтяного прямогонного) удаляет из призабойной зоны АСПО, а соляная кислота, реагируя с породой, улучшает проницаемость ПЗП.</p> <p>Применяется декольмататор виброструйный. Суть технологии воздействия с применением ДКВС состоит в том, что при закачке жидкости в интервале вскрытия пласта создается импульсное мгновенно возрастающее и резко снижающееся давления, при котором реагент воздействует на кольматант.</p>
--	--	--

Продолжение таблицы 1

		<p>движением применяемой жидкости. Добавление в кислотный состав ПАВ в качестве замедлителя позволяет сократить количество кислоты для обработки призабойной зоны пласта. Гидроудары позволяют увеличить глубину и раскрытость трещин, кислотный раствор лучше проникает в слабопроницаемый пласт, лучше размывает породу и извлекает кольматанты.</p> <p>Соляная кислота + плавиковая кислота + ПАВ + гидрофобизатор</p> <p>Водные растворы HCl(8-12%)+HF(2-4%)+ПАВ+гидрофобизатор (ИВВ-1; Дон-52; катапин Б-300; уротропин и др). для предупреждения вторичного осадкообразования в некоторые составы добавляется борная кислота. Механизм воздействия заключается в увеличении проницаемости коллектора за</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 1

		<p>счет растворения загрязнений и интенсивного растворения породообразующих минералов, а также изменения смачиваемости породы за счет ее частичной гидрофобизации.</p>
<p>Терригенные коллекторы с содержанием в породе более 2% карбонатов</p>	<p>Соляная кислота + плавиковая кислота</p>	<p>Сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны на глубину простираения, равную или большую, чем при глинокислотном воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2–4% выше, чем в смеси с плавиковой. Это обусловлено тем, что при взаимодействии фтористоводородной кислоты с карбонатными разностями породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния:</p> $\text{CaCO}_3 + 2\text{HF} = \text{CaF}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2.$

Продолжение таблицы 1

<p>Вода в порах продуктивного пласта</p>	<p>ПАВ</p>	<p>Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе воды с нефтью, газом и породой. Благодаря этому размер капель воды в поровом пространстве уменьшается в несколько раз и облегчается их вынос. Некоторые ПАВ, кроме того, делают поверхность поровых каналов в породе несмачиваемой для воды, но смачиваемой для нефти, что облегчает фильтрацию последней.</p>
<p>Глинистые кольматанты в терригенных коллекторах</p>	<p>Применение разглинизатора (МКС-3)</p>	<p>Используемые реагенты: пресная техническая вода с добавлением смеси спиртов и кетонов (взаимные растворители и осушающие агенты), ингибиторов набухания глин, ПАВ-деэмульгаторов и гидрофобизатора. Механизм интенсификации притока основан на ликвидации водной блокады, разрушении</p>

Продолжение таблицы 1

		и предупреждении образования эмульсий, обезвоживании и предупреждении набухания глин, их диспергации и удалении из ПЗП, изменении смачиваемости породы вследствие частичной ее гидрофобизации.
Полимерный буровой раствор (корка)	Кислоты	Разрушают полимеры путем гидролиза. Гидролиз – это деструкция, протекающая под действием водных растворов кислот и сопровождающаяся присоединением молекулы воды по месту разрыва связей.
Полимерный буровой раствор (корка)	Окисляющие брейкеры (гипохлориты; пербораты; пероксиды; персульфаты)	Окислители «отдают» кислород при высоких температурах, который химически взаимодействует и разлагает полимерные составляющие фильтрационной корки.
ПЗП с кольматантом	Имплозия (взрыв внутрь)	С помощью имплозатора создается разрежение и обратный гидроудар,

Продолжение таблицы 1

	<p>Ударно-волновое воздействие на пласт</p>	<p>который вызывает импульс движения жидкости из пласта в скважину, который выносит кольматанты, находящиеся в трещинах и поровом объеме коллектора.</p> <p>Технология основана на открытом эффекте усиления отраженных ударных волн, инициируемых в замкнутом или полузамкнутом пространстве скважины. Для декольматации ПЗП в скважине ее заполняют суспензией специального состава, где инициируют через расчетные промежутки времени ударные волны, например, посредством взрыва детонирующего шнура. При отражении от стенок скважины обратным, кратно усиленным импульсом из ПЗП, извлекаются кольматанты.</p>
<p>Частицы ГП, из которой сложен коллектор</p>	<p>Эффект акустического течения</p>	<p>При определенной величине амплитуды УЗ-воздействия поток жидкости</p>

Продолжение таблицы 1

		с определенной энергией воздействует на поверхность кольматанта. Когда количество энергии этого направленного движения превосходит энергию сцепления кольматанта со стенкой, он отрывается от нее и канал очищается.
Полимерный буровой раствор (фильтрационная корка)	Сильные окислители гипохлорита натрия или кальция Использование деструкторов полимерного загрязнения HV и DT	$2[-CH_2-CH-]+15NaClO = 6CO_2+5H_2O+15NaCl + N_2CONH_2$ <p>Окислители «отдают» кислород, который химически взаимодействует и разлагает полимерные составляющие фильтрационной корки.</p> <p>Данные деструкторы эффективно снижают вязкость полимеров за счет разрыва межмолекулярных связей с образованием микромолекул.</p>
Водонефтяные или	Эффект акустического течения	Кольматант: капля нефти внутри водной фазы. Под воздействием

Продолжение таблицы 1

<p>нефтеводяные эмульсии</p>		<p>гидродинамического напора специально возбуждаемого акустического течения преодолевается барьер капиллярных сил, и вода выталкивает нефть из сужения в более широкую часть порового канала, что приведет к обеспечению свободного перетекания жидкости.</p>
----------------------------------	--	---

Приложение Б

(справочное)

Таблица 2 – Результаты опытов с водными растворами полимеров

Полимер	Концентрация %	μ, сП					
		Чистый расвтгор полимера	Полимер с водой	Полимер после выдержки при 80 град (1 час)	Раствор полимера после добавления деструктора	После выдержки при 20 град (1 час)	После выдержки при 80 град (1 час)
Серная кислота 20% + перекись водорода							
Ксантан	1,0	1030	332	782	290	258	13
ПАЦ ВВ	2,0	3870	596	3576	120	160	13
ПАЦ НВ	4,0	107	40	88	50	35,2	17
Крахмал	8,0	486	149	373	43	39	13
Полиакриламид (Seurvey FL)	2,0	80	52	69	15	13	15
Полиакриламид (Сайпан)	2,0	66	37	49	16	13	17
Азотная кислота 15%							
Ксантан	1,0	1030	332	782	118	158	70
ПАЦ ВВ	2,0	3870	596	3576	290	800	11,4
ПАЦ НВ	4,0	107	40	88	40	36	12
Крахмал	8,0	486	149	373	54	53	13
Полиакриламид (Seurvey FL)	2,0	80	52	69	12	11,2	11,1

Продолжение таблицы 2

Полиакриламид (Сайпан)	2,0	66	37	49	14	18	13
Соляная кислота 15%							
Ксантан	1,0	1030	332	782	290	275	12
ПАЦ ВВ	2,0	3870	596	3576	687	278	11,2
ПАЦ НВ	4,0	107	40	88	37	37	11,5
Крахмал	8,0	486	149	373	38	31,7	11,3
Полиакриламид (Seurvey FL)	2,0	80	52	69	11,3	12,5	11,2
Полиакриламид (Сайпан)	2,0	66	37	49	12,4	12,8	11,3

Приложение В

(справочное)

Таблица 3 – Результаты опытов с фильтрационными корками модельного биополимерного бурового раствора

Деструктор	Значение фильтрации в течение 30 мин в процессе коркообразования, мл	Значение фильтрации в течение 30 мин после обработки, мл	Комментарии
Перкарбонат натрия 10%	10,0	5,1	
Перкарбонат натрия 8%	11,5	6,0	
Перкарбонат натрия 6%	10,4	5,2	
Соляная кислота 15%	11	Весь объем за 39 с	Удаление корки
Соляная кислота 10%	11,2	Весь объем за 37 с	Удаление корки
Соляная кислота 5%	12	Весь объем за 37 с	Удаление корки
Соляная кислота 15% + Перкарбонат натрия 10%	10,8	Весь объем за 29 с	Удаление корки

Продолжение таблицы 3

Соляная кислота 10% + Перкарбонат натрия 8%	10,4	Весь объем за 30 с	Удаление корки
Соляная кислота 5% + Перкарбонат натрия 6%	12,6	Весь объем за 8 мин.	
Гипохлорит натрия 9%	11,4	5,0	
Гипохлорит натрия 7%	10,8	5,8	
Гипохлорит натрия 5%	11,2	6,6	
Гипохлорит натрия 3%	10,6	5,6	
Персульфат калия 10%	10,0	6,8	
Персульфат калия 4%	10,8	7,2	
Персульфат калия 2%	11,0	5,6	
Перекись водорода 36,5%	10,1	76	
Перекись водорода 25,0%	11,4	13,2	
Перекись водорода 10,0%	11,8	8,8	

Продолжение таблицы 3

Серная кислота 20%	12	Весь объем за 28 с	Разъедание корки вдоль уплотнения
Серная кислота 15%	12,2	Весь объем за 30 с	Разъедание корки вдоль уплотнения
Серная кислота 10%	12	Весь объем за 29 с	Разъедание корки вдоль уплотнения
Серная кислота 20% + Перекись водорода 36,5%	11,0	Прорыв	Разъедание корки вдоль уплотнения
Серная кислота 15% + Перекись водорода 25%	12,4	Весь объем за 31 с	Разъедание корки вдоль уплотнения
Серная кислота 10% + Перекись водорода 10%	12	Весь объем за 30 с	Разъедание корки вдоль уплотнения
Азотная кислота 15%	9,2	Прорыв	
Азотная кислота 10%	11,0	Прорыв	
Азотная кислота 5%	11,2	Прорыв	
Азотная кислота 3%	11,6	Весь объем за 7 мин.	
Азотная кислота 2%	12,2	Весь объем за 8 мин.	

Приложение Г

(справочное)

Таблица 4 – Результаты начального этапа SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны</p> <p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Имеется бюджетное финансирование;</p> <p>С2. Квалифицированный персонал;</p> <p>С3. Определение эффективности реагентов до их применения в полевых условиях;</p> <p>С4. Наличие современного оборудования.</p>	<p>Слабые стороны</p> <p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Использование некоторых упрощений при проведении экспериментов;</p> <p>Сл2. Отсутствие оборудования для моделирования пластовых условий при проведении исследований;</p> <p>Сл3. Необходимость закупки расходных материалов и реагентов;</p> <p>Сл4. Отсутствие опыта по разрушению полимеров.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p>		

Продолжение таблицы 4

<p>В2. Сотрудничество с нефтегазодобывающими предприятиями как с потенциальными потребителями технологии;</p> <p>В3. Получение гранта для последующих исследований;</p> <p>В4. Увеличение стоимости конкурентных исследований.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на данные исследования;</p> <p>У2. Развитие эффективных технологий у конкурентов;</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Влияние упрощений на результаты исследований.</p>		

Приложение Д

(справочное)

Таблица 5 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Имеется бюджетное финансирование;</p> <p>С2. Квалифицированный персонал;</p> <p>С3. Определение эффективности реагентов до их применения в полевых условиях;</p> <p>С4. Наличие современного оборудования.</p>	<p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Использование некоторых упрощений при проведении экспериментов;</p> <p>Сл2. Отсутствие оборудования для моделирования пластовых условий при проведении исследований;</p> <p>Сл3. Необходимость закупки расходных материалов и реагентов;</p> <p>Сл4. Отсутствие опыта по разрушению полимеров.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с нефтегазодобывающими</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p>

Продолжение таблицы 5

<p>предприятиями как с потенциальными потребителями технологии; В3. Получение гранта для последующих исследований; В4. Увеличение стоимости конкурентных исследований.</p>	<p>В1С2С3 – для исследования в рамках проекта необходимы лаборатории ТПУ, допуск к которым имеет квалифицированный персонал; оборудованные лаборатории помогут провести качественные исследования реагентом до их закачки в скважину; В2С2С3С4 – квалифицированный персонал наряду вместе с современным оборудованием являются гарантом качества проводимых исследований; значимость исследований может привлечь внимание нефтегазодобывающих предприятий;</p>	<p>В2Сл4 – возможно получение опыта научного персонала предприятия при налаживании контактов; В3Сл2Сл3 – возможно получение финансирования для получения более точных результатов путем закупки дополнительного исследовательского оборудования.</p>
--	--	--

Продолжение таблицы 5

	<p>ВЗС2С3С4 – научный потенциал коллектива в купе с современным оборудованием и актуальностью проблемы могут привлечь дополнительные инвестиции в виде гранта для исследований.</p>	
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на данные исследования; У2. Развитие эффективных технологий конкурентов; У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Влияние упрощений на результаты исследований.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У2С2С4 – разработанные технологии конкурентов могут шагнуть вперед при наличии квалифицированного персонала и качественного оборудования, позволяющего моделировать реальные рабочие условия;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1Сл2 – данные исследования могут не иметь практической значимости для заказчиков из-за применяемых упрощений; У2Сл1Сл2Сл4 – неполные моделируемые условия, упрощения и отсутствие практических навыков по разрушению</p>

Продолжение таблицы 5

		<p>полимеров могут привести к тому, что конкуренты могут продвигаться вперед в исследованиях;</p> <p>УЗСлЗ – снижение финансирования может остановить исследования из-за необходимости покупки реагентов для них;</p> <p>У4Сл1Сл2 – моделируемые неполные условия экспериментов из-за принятых допущений и отсутствия необходимого оборудования могут привести к получению результатов, не соответствующих действительности.</p>
--	--	--