

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности применения самоотклоняющихся кислотных систем для интенсификации притока

УДК: 622.276.63-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Савенков Никита Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2022 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (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
2БМ03	Савенкову Никите Вячеславовичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения самоотклоняющихся кислотных систем для интенсификации притока	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Сущность и виды солянокислотных обработок. Причины неэффективности кислотных обработок. Методы направленных кислотных обработок. Самоотклоняющиеся кислотные составы. Опыт применения самоотклоняющихся кислотных составов. Техника и технология проведения кислотной обработки. Геологическое строение Урманского нефтегазоконденсатного месторождения. Методика расчета параметров кислотной обработки. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>The relevance of acid treatments based on self-bending formulations</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Орлова Юлия Николаевна</p>	<p>к.ф.-м.н, доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ03</p>	<p>Савенков Никита Вячеславович</p>		

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.04.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2021 /2022 учебного года</u>

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Обзор литературы по теме: сущность и виды солянокислотных обработок</i>	10
15.04.2022	<i>Аналитический обзор по теме: Анализ проведения кислотных обработок на основе самоотклоняющихся составов</i>	10
30.04.2022	<i>Изучение особенностей геологического строения Урманского нефтегазоконденсатного месторождения</i>	10
15.05.2022	<i>Описание методики исследования</i>	20
05.06.2022	<i>Интерпретация полученных результатов исследования</i>	20
01.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.04.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 16 рисунков, 19 таблиц, 44 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, нефтегазоконденсатное месторождение, интенсификация притока, кислотная обработка, самоотклоняющиеся кислотные композиции, критерии применимости, поверхностно-активные вещества, скважина, карбонатный коллектор.

Объектом исследования является карбонатный коллектор трещинно-каверново-порового типа Урманского НГКМ.

Предметом исследования является самоотклоняющийся кислотный состав на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ.

Цель работы – анализ эффективности применения самоотклоняющихся составов при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов.

В результате исследования рассмотрены сущность и виды солянокислотных обработок, проведен анализ причин неэффективности кислотных обработок. Рассмотрен опыт применения самоотклоняющихся кислотных составов, в результате чего была составлена сводная таблица критериев применимости рассматриваемых кислотных композиций. Проведен анализ геолого-физической и литолого-стратиграфической характеристик Урманского НГКМ, а также нефтегазоносности продуктивного пласта М+М1. Проведены расчеты объемов реагентов, необходимых для получения самоотклоняющегося кислотного раствора, с целью обработки призабойной зоны добывающей скважины № 118 Урманского месторождения. Проведен анализ технико-экономической эффективности от проведения обработок самоотклоняющейся системой добывающей скважины, а также экономическая привлекательность рассмотренной технологии в условии текущей экономической обстановки.

Научная значимость диссертационного исследования заключается в обосновании применимости обработки призабойной зоны пласта

самоотклоняющимися кислотными композициями Урманского нефтегазоконденсатного месторождения.

Практическая значимость работы заключается в том, что на основе проведенных модельных расчетов и результатах опытно промышленных испытаний доказана технологическая и экономическая эффективность применения самоотклоняющихся кислотных композиций для продуктивного пласта Урманского нефтегазоконденсатного месторождения. В результате обработки добывающей скважины дополнительная добыча составила 6,72 тыс. тонн за 2017 год. Чистой дисконтированный доход от реализации проекта 66,44 млн. руб.

Таким образом проведение обработки призабойной зоны пласта самоотклоняющимися кислотными композициями показывает свою высокую эффективность, что выражается в дополнительном приросте суточной добычи нефти.

Обозначения и сокращения

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение;

ПЗС – призабойная зона скважин;

СКО – соляно-кислотная обработка;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПВД – под высоким давлением;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СОКС – самоотклоняющийся кислотный состав;

ГДИ – гидродинамические исследования;

КВД – кривая восстановления давления;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПДК – предельно-допустимая концентрация.

Оглавление

Введение.....	10
1 Сущность и виды солянокислотных обработок.....	12
1.1 Кислотные ванны	12
1.2 Простые кислотные обработки.....	13
1.3 Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД).....	14
1.4 Термокислотные обработки	15
1.5 Поинтервальная солянокислотная обработка	15
2 Анализ проведения кислотных обработок на основе самоотклоняющихся составов	17
2.1 Причины неэффективности кислотных обработок	17
2.2 Методы направленных кислотных обработок	19
2.3 Самоотклоняющиеся кислотные составы	23
2.4 Опыт применения самоотклоняющихся кислотных составов	26
2.4.1 Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислотная система (VDA)	27
2.4.2 Самоотклоняющийся кислотный состав с реагентом Катол-40	29
2.4.3 Самоотклоняющийся состав «СТРИМ-С»	31
2.4.4 Самоотклоняющийся кислотный состав «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А»	33
2.6 Техника и технология проведения кислотной обработки	37
3 Характеристика объекта и методов исследования	41
3.1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке	41
3.2 Геолого-физическая характеристика	43
3.3 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	45
3.4 Нефтегазоносность и характеристика продуктивного пласта М+М1	55
4 Методика расчета параметров кислотной обработки	63
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	68
6 Социальная ответственность	78
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
6.2 Производственная безопасность	81
6.2.1 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	81

6.2.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума, а также опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	82
6.2.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	83
6.2.4 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	84
6.2.5 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с взрывопожароопасностью производственного процесса	85
6.2.6 Расчет заземления	87
6.4 Экологическая безопасность.....	89
6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы	90
6.4.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	90
6.4.3 Мероприятия по охране литосферы.....	91
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
Заключение	94
Список использованных источников	96
Приложение А	102

Введение

На сегодняшний день самой распространенной проблемой при разработке нефтяных и газовых месторождений является проблема снижения добычи. В связи с этим, возникает необходимость проведения работ, направленных на увеличение или восстановление фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта.

Кислотные обработки являются наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону скважин для интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах. Несмотря на многолетний опыт применения и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение эффективности данного метода, значительная часть обработок не дает положительных результатов. Низкий уровень успешности кислотных обработок, не превышающий для классических обработок с применением соляной кислоты 40-50%, является важной проблемой нефтедобычи, которая определяет значимость исследований в области совершенствований кислотного воздействия [1].

Актуальность данной проблемы проявляется в том, что кислота при закачке в пласт предпочтительно движется по путям наименьшего сопротивления, оставляя необработанными низкопроницаемые участки, что в итоге приводит к неравномерности обработки пласта. Одним из базовых принципов повышения эффективности кислотных обработок является применение методов, обеспечивающих снижение фильтрации рабочих жидкостей в высокопроницаемые пропластки с целью отклонения кислоты в низкопроницаемые. Среди таких методов свою эффективность показали самоотклоняющиеся кислотные составы, способные к гелеобразованию.

Целью работы является проведение анализа эффективности применения самоотклоняющихся составов при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов.

Для достижения поставленной цели выделены следующие задачи:

- произвести анализ причин неэффективности кислотных обработок;
- изучить методы направленных кислотных обработок, а также механизм их действия;

- рассмотреть различные самоотклоняющиеся кислотные составы, опыт их применения и сделать вывод об эффективности применения данной технологии;

- провести расчет обработки призабойной зоны добывающей скважины №118 Урманского месторождения кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А».

В результате проводимого исследования автор ожидает достичь следующего результатов:

- Оценить эффективность применения самоотклоняющихся кислотных составов при обработках призабойной зоны пласта;

- Определить количество самоотклоняющегося кислотного состава, необходимого для обработки добывающей скважины №118 Урманского месторождения.

Объектом исследования является карбонатный коллектор трещинно-каверново-порового типа Урманского НГКМ. Предметом исследования является самоотклоняющийся кислотный состав на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ.

Научная новизна работы заключается в результатах анализа интенсификации притока жидкости добывающей скважине после проведения обработки призабойной зоны самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А».

1 Сущность и виды солянокислотных обработок

Метод обработки соляной кислотой является наиболее простым методом обработки ПЗС и нашёл наиболее широкое распространение. Сущность этого метода обработки заключается в закачке кислотного раствора ПЗС. Реакция кислотного раствора с некоторыми присутствующими в породах веществами, такими как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы.

При обработке соляной кислотой происходят следующие реакции:

- $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ - воздействие на известняк;
- $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$ - воздействие

на доломит.

Образованные продукты CaCl_2 и MgCl_2 хорошо растворяются в воде, а CO_2 легко удаляется из скважины, или растворяется в воде при пластовом давлении (свыше 7,6 МПа).

Обработка скважин соляной кислотой разделяется на несколько видов:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- обработка под высоким давлением ПЗС;
- термокислотные обработки;
- поинтервальная (ступенчатая) солянокислотная обработка;

1.1 Кислотные ванны

Кислотные ванны являются простой формой СКО, применяются для очистки поверхности забоя от загрязняющих веществ, таких как глины, остатки цементной и глинистой корки, густые смолы, парафин и продукты коррозии металла и т.п. в скважинах с открытым забоем после бурения и при

освоении. В отличие от других методов обработки, при кислотной ванне кислотный раствор закачивается в забойную зону, и не закачивается в нижнюю часть ПЗС. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала. Раствор закачивается через башмак НКТ, который спускается до забоя скважин или подошвы пласта. Применяется исходная концентрация HCL 15 – 20%, так как его перемешивания на забое не происходит. Время выдержки обычно составляет 16 – 24 ч [3].

1.2 Простые кислотные обработки

Простые кислотные обработки являются наиболее распространенной формой обработки. При многократных обработках для каждой следующей операции растворяющая способность раствора увеличивается вследствие наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или увеличения скорости закачки. Применяется концентрация HCL 12 %, (максимальная концентрация HCL - 20 %).

Простые кислотные обработки проводятся с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое, их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропанбутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. Уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта в процессе закачки раствора. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость (нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин) в объеме, равном объему НКТ [3].

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде.

Повышенная температура ускоряет реакцию и сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °С - до 2ч, при температуре 30 - 60 °С - 1- 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем нужно для нейтрализации кислоты.

1.3 Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД)

При кислотных ваннах и простых кислотных обработках кислота не проникает в плохо проницаемые прослойки и эти прослойки остаются неохваченными.

Для того, чтобы улучшить проницаемость этих прослоев применяется кислотная обработка под высоким давлением. Кислотная обработка ПВД проводится после ванн и простых СКО. При кислотной обработке ПВД кислотный раствор закачивается в пласт под действием давления от 300 атм или выше с помощью двух или несколько насосов, работающих одновременно. В качестве кислотного раствора используют высоковязкую эмульсию типа кислота в нефти (смесь 10-12%-ого раствора HCl и нефти в отношении 7:3). Объем нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки определяется объемом пор пласта по формуле [3]:

$$V_{\text{кр}} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (1)$$

Где: R - предполагаемый радиус закачки;

h - толщина проницаемых прослоев;

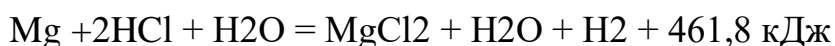
m - пористость.

После закачки эмульсии последовательно закачивают рабочий раствор HCl и продавочную жидкость. Объем рабочего раствора HCl равен внутреннему объему НКТ, а объем продавочной жидкости равен объему НКТ

и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки, пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

1.4 Термокислотные обработки

Термокислотные обработки – это обработка ПЗС горячим солянокислотным раствором. Раствор нагревается с помощью теплового воздействия при экзотермической реакции между соляной кислотой и магнием или его сплавами в наконечнике на конце НКТ:



Существует 2 вида термокислотной обработки:

- термохимическая обработка ПЗП: горячая кислота используется для обработки. При термохимической обработке для того, чтобы растворить магний и карбонаты породы пласта, нужно подать избыточное количество кислоты;
- термокислотная обработка ПЗП: совместная обработка термохимической и кислотной обработки (простой или под высоким давлением), при этом кислотная обработка непрерывно проводится за термохимической обработкой [3].

Этот вид обработки применяется не только для карбонатных, но и терригенных коллекторов, при достаточно высокой их карбонатности. Он эффективен в тех случаях, если:

- скважины с низкой пластовой температурой;
- в ПЗС наблюдается отложение смолы, парафинов, асфальтенов и т.п.

1.5 Поинтервальная солянокислотная обработка

Поинтервальная (ступенчатая) СКО применяется в таких случаях:

- при вскрытии пласта, имеющего большую толщину и в разрезе которого существуют интервалы с различной проницаемостью;
- прослой вскрываются общим фильтром или общим открытым забоем.

Сущность этого метода заключается в обработке каждого интервала пласта или пропластка, намечаемого пакерами, которые установлены непосредственно у границы интервала, пропластка.

Эффективность этой обработки зависит от герметичности затрубного цементного камня, который предотвращает перетоки нагнетаемого раствора (HCl) по затрубному пространству в другие пропластки.

После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к обработке следующего интервала [3].

Большинство рассмотренных солянокислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Обработка удалённых от ствола скважины зон представляет определённые трудности из-за невозможности доставки соляной кислоты в глубину пласта. В результате высокой скорости реакции кислоты в карбонатной составляющей пласта в призабойной зоне выделяется вода, которая и проталкивается в глубину пласта очередной порцией кислоты. При использовании большинства способов обработки пласта соляной кислотой последняя поглощается дренированными зонами пласта, а не работающие участки так и остаются не обработанными. Этим объясняется низкая эффективность повторных солянокислотных обработок.

2 Анализ проведения кислотных обработок на основе самоотклоняющихся составов

2.1 Причины неэффективности кислотных обработок

Проведение кислотных обработок является одним из самых простых и распространенных химических методов интенсификации добычи нефти, восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Несмотря на простоту метода, стоит серьезно относиться к планированию и проведению кислотных обработок. Проведенный анализ более 650 кислотных обработок, представленный в статье [2], показал, что в 73% случаев причина неудач заключается в некорректном выборе технологии кислотной обработки, в то время как 27% причин неудач относится к некорректному выбору кислотных составов, объемов и последовательности этапов обработки.

Кислотные обработки проводятся с целью решения следующих задач:

- снижение скин-фактора, посредством удаления минеральных и органических отложений из ПЗП;
- повышение гидропроводности низкопроницаемых участков пласта;
- выравнивание профиля притока добывающих/профиля приемистости нагнетательных скважин [4].

Однако зачастую обычные кислотные обработки не приводят к эффективному решению указанных выше задач. Связано это в большей степени с тем, что кислота при закачке в пласт предпочтительно движется по путям наименьшего сопротивления, оставляя необработанными низкопроницаемые участки, что в итоге приводит к неравномерности обработки пласта как по площади, так и по глубине (рисунок 1).

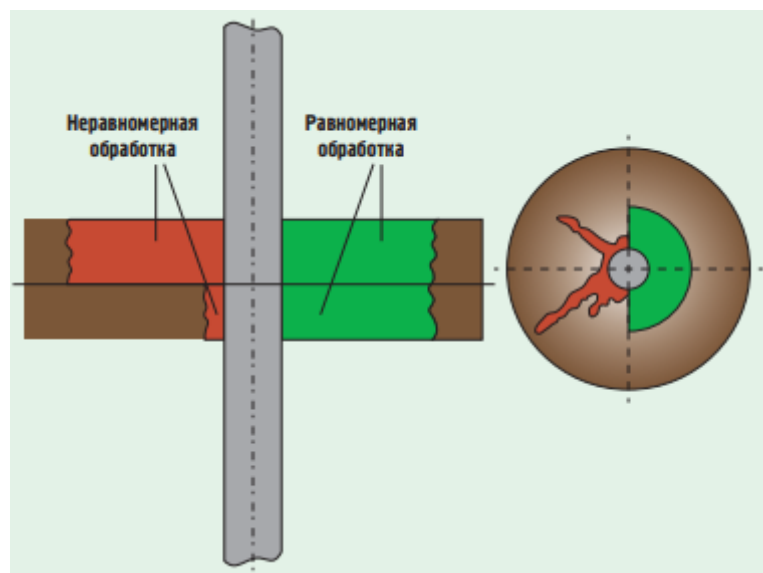


Рисунок 1 – Равномерность кислотной обработки [3]

Неравномерность обработки интервала связана с неравномерностью профиля приемистости в процессе кислотной обработки. При этом профиль приемистости того или иного интервала определяется следующими факторами:

- различиями в проницаемости по интервалу;
- различиями в величине скин-фактора по интервалу;
- различиями в реакционной способности породы по интервалу;
- различиями в пластовых давлениях;
- различиями в вязкости пластовых флюидов;
- наличием трещин;
- комбинацией перечисленных факторов.

Помимо этого, в процессе кислотной обработки при постепенном расходовании кислоты на реагирование в более «проводимом» участке приемистость данного участка возрастает (образование доминирующих червоточин), препятствуя еще в большей степени равномерной обработке всего продуктивного интервала. Повторные простые кислотные обработки не приводят к существенному улучшению результатов предыдущих обработок. Таким образом, гетерогенность обрабатываемого интервала большей частью определяет равномерность обработки кислотой. Во многом это относится к

горизонтальным скважинам и вертикальным скважинам с большим продуктивным интервалом [4].

Возникает необходимость в проведении так называемых направленных кислотных обработок с целью равномерного повышения гидропроводности низкопроницаемых участков призабойной зоны пласта.

2.2 Методы направленных кислотных обработок

При проведении кислотных обработок имеется ряд факторов, которые возможно контролировать для перенаправления потоков кислоты в необработанные участки в целях более равномерной обработки, в соответствии с чем выделяют ряд методов отклонения (рисунок 2).



Рисунок 2 – Методы отклонения кислоты

Наиболее простым из перечисленных выше методов является MAPDIR (Maximum Pressure Differential and Injection Rates — максимальный градиент давления и скорость закачки), который, как видно из определения, подразумевает закачку кислоты на максимально возможных темпах закачки, не превышая давления гидроразрыва. Несмотря на многочисленную критику, данный метод подтвердил свою эффективность при стимуляции скважин с продуктивным интервалом вплоть до 140 метров. Однако он имеет свои ограничения и пригоден для стимуляции скважин с ограниченным различием в проницаемости по продуктивному интервалу [4].

Механические методы (например, с применением пакеров, мостов) считаются наиболее эффективными и гарантированными способами направленной кислотной обработки. Они заключаются в механической блокировке наиболее проводимых участков продуктивного интервала. Однако, с другой стороны, имеется ряд недостатков данных методов: технологическая сложность, дороговизна и большие временные затраты на проведение работ.

Более простым с технологической и экономической точек зрения является применение уплотняющих шариков. Данный метод отклонения заключается во временной блокировке шариками перфорационных отверстий в интервале наибольшей приемистости (формирование так называемого временного скин-фактора), и отклонении последующих порций кислоты в менее проводимые участки.

Однако следует учитывать множество факторов при применении уплотняющих шариков: высота интервала перфорации, плотность перфорационных отверстий, округлость перфорационных отверстий, темп закачки, удаление шариков из скважины по окончании обработки.

Кроме того, следует отметить невозможность применения уплотняющих шариков в необсаженных стволах скважин, а также ограниченность применения в обсаженных горизонтальных стволах, где ввиду возможного осаждения шариков возникают сложности в блокировке перфорационных отверстий в верхней части ствола.

Колтубинг также является эффективным способом направленной закачки кислоты в нужный интервал, при этом данный метод относительно прост в исполнении. Помимо этого, преимуществом является быстрота доставки флюидов к пласту. Однако следует учитывать следующие отрицательные моменты: невозможность использования уплотняющих шариков и твердых частиц, а также лимитацию темпов закачки.

Описанные выше методы относятся к методам, отклоняющим кислоту до входа в призабойную зону пласта и имеют ряд ограничений, связанных с

конструкционными особенностями скважин, – наличие гравийного фильтра, необсаженные стволы, горизонтальные стволы скважин.

Химические методы с этой точки зрения являются универсальными (за исключением методов с применением твердофазных частиц) и, по сути, единственными способными на регулирование процессов, происходящих в призабойной зоне пласта. Широкое распространение в настоящее время получили следующие химические методы: загеливающие системы на основе полимеров, технология закачки кислоты с использованием «пачек-отклонителей» как на полимерной, так и на эмульсионной основе, кислотные эмульсии, пенокислотные обработки, самоотклоняющиеся кислотные составы на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ [5].

Механизм отклонения данных методов в целом основан на блокировке наиболее проводимых участков составами с вязкостью (начальной либо формирующейся в процессе обработки), достаточной для отклонения последующих порций кислоты в менее проводимые участки.

Пенокислотные системы представляют собой двухфазную систему, где в качестве дисперсной фазы выступает газ – азот либо диоксид углерода. Являясь эффективным методом отклонения, они, тем не менее, требуют особого контроля над стабильностью пены. Пена должна обладать достаточной стабильностью в течение промежутка времени до закачки в пласт, либо требуется привлечение колтюбинга, способного производить быструю доставку пенокислотной системы к пласту.

Технология с применением «пачек-отклонителей» проста в исполнении и заключается в приготовлении вязких отклоняющих составов, их закачке в пласт и последующей закачке кислоты.

Вязкоупругие жидкости на основе полимеров обладают рядом недостатков, таких как вторичная кольматация обрабатываемого коллектора и сложность приготовления рабочих растворов. Эмульсии частично лишены недостатка, связанного с кольматацией коллектора, но еще больше ограничены температурой применения, чаще не превышающей 80 °С.

Приготовление эмульсий также является достаточно сложным процессом, требующим дополнительного оборудования и наличия углеводородной фазы. Общим недостатком указанных методов является то, что потокоотклонители инертны к породе и являются «паразитными» объемами. Частично проблема «паразитных» объемов потокоотклонителей решена использованием гелированных и эмульгированных кислот, но их закачка в низкопроницаемую часть коллектора затруднена за счет их высокой вязкости и связанного с этим высокого фильтрационного сопротивления [6].

Поэтому при использовании загеленных с помощью полимеров кислотных составов и эмульсионных отклонителей следует учитывать ряд аспектов применения: необходимость в разрушении высоковязких систем после обработки и их последующем выносе из ПЗП, лимитация темпов закачки вследствие высокой начальной вязкости, а также связанные с этим проблемы невозможности закачки всего планируемого объема состава из-за значительного повышения давления до предельно допустимого. В случае полимерных систем возможны осложнения, связанные с кольматацией призабойной зоны пласта молекулами полимера.

Также, в большинстве подобных систем необходимо учитывать время гелеобразования, величину, которую трудно оптимизировать так, чтобы гелеобразование было отсрочено в течение перекачки, но активизировалось в пласте. Отсюда повышенные энергетические затраты при закачке вязких растворов.

Стоит отметить, что – особенно при обработках карбонатных коллекторов – адресная закачка кислоты в нужный интервал не гарантирует ее эффективное расходование в пласте, а именно создание сети каналов червоточин, нежели доминирующих каверн. Кроме того, нежелательной является стимуляция водонасыщенных интервалов, соответственно, возникает необходимость в селективных агентах, способных блокировать водонасыщенные участки и стимулировать нефтенасыщенные.

В последнее время высокую технологическую эффективность показывают самоотклоняющиеся кислотные составы (СОКС) с применением загеливателей на основе вязкоупругих поверхностноактивных веществ. Причины привлекательности данной технологии следующие:

- Технологическая простота проведения кислотной обработки, возможность проведения бесподходной обработки;
- Равномерность обработки с образованием разветвленной сети каналов-червоточин, выражающаяся в эффективности расходования кислоты;
- Высокий темп закачки благодаря реологическим свойствам состава. При больших сдвиговых нагрузках происходит снижение вязкости, при снятии нагрузок — восстановление структуры и повышение вязкости;
- Селективность технологии [5].

Применение вязкоупругих кислотных систем позволяет исключить возможные осложнения, связанные с традиционными технологиями направленной кислотной обработки, и эффективно решить задачи по повышению гидропроводности низкопроницаемых участков пласта и выравниванию профиля притока добывающих/профиля приемистости нагнетательных скважин.

2.3 Самоотклоняющиеся кислотные составы

Как уже упоминалось выше, наиболее целесообразным и эффективным является использование в качестве отклонителей материалов, способных к изменению своих свойств (в первую очередь реологических) непосредственно в процессе СКО и обеспечивающих определенную управляемость кислотного воздействия на пласт.

Примером подобных материалов являются специфические ПАВ, на основе которых созданы технологии кислотных обработок с применением самоотклоняющихся кислотных систем. Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислотная система— это безполимерная система отклонения, состоящая из

соляной кислоты, смешанной с вязкоупругим поверхностно-активным гелеобразующим агентом. В основе действия таких систем лежит способность ПАВ образовывать вязкоупругий гель при взаимодействии кислоты с карбонатной породой. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным участкам пласта.

Таким образом, применение СКС обеспечивает равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта в процессе обработки и низкую степень его загрязнения. По сравнению с обычной кислотной стимуляцией с вязким отклонителем кислотная обработка с применением СКС требует меньшее число стадий и меньший общий объем закачки, так как СКС обеспечивает одновременно кислотную стимуляцию и отклонение. СКС может быть использована как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими реагентами [6].

Механизм действия композиции можно описать следующим образом: во время закачки в скважину технологический раствор вначале проникает в зоны с высокой проницаемостью (рисунок 3, а). Кислота, образует червоточины (свищи) в карбонатных породах.

Во время контакта кислоты с породой, кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается рН, состав композиции начинает превращаться в гель и образовывать новый вязкостный барьер (рисунок 3, б). Гелеподобная композиция временно заполняет (закупоривает) червоточины, трещины, направляя остаток состава в зоны и слои с более низкой проницаемостью.

Образуемый вязкоупругий гель по структуре своей в первом приближении напоминает полимерный. Основное отличие выражается в типе структурообразователя, в случае полимерного геля – молекулы полимеров, а в вязкоупругой системе – динамически существующие цилиндрические мицеллы, состоящие из поверхностноактивных веществ. При достижении определенной концентрации перекрывания данные супрамолекулярные

структуры образуют так называемую сетку зацеплений, что в конечном итоге и приводит к формированию вязкоупругого геля [7].

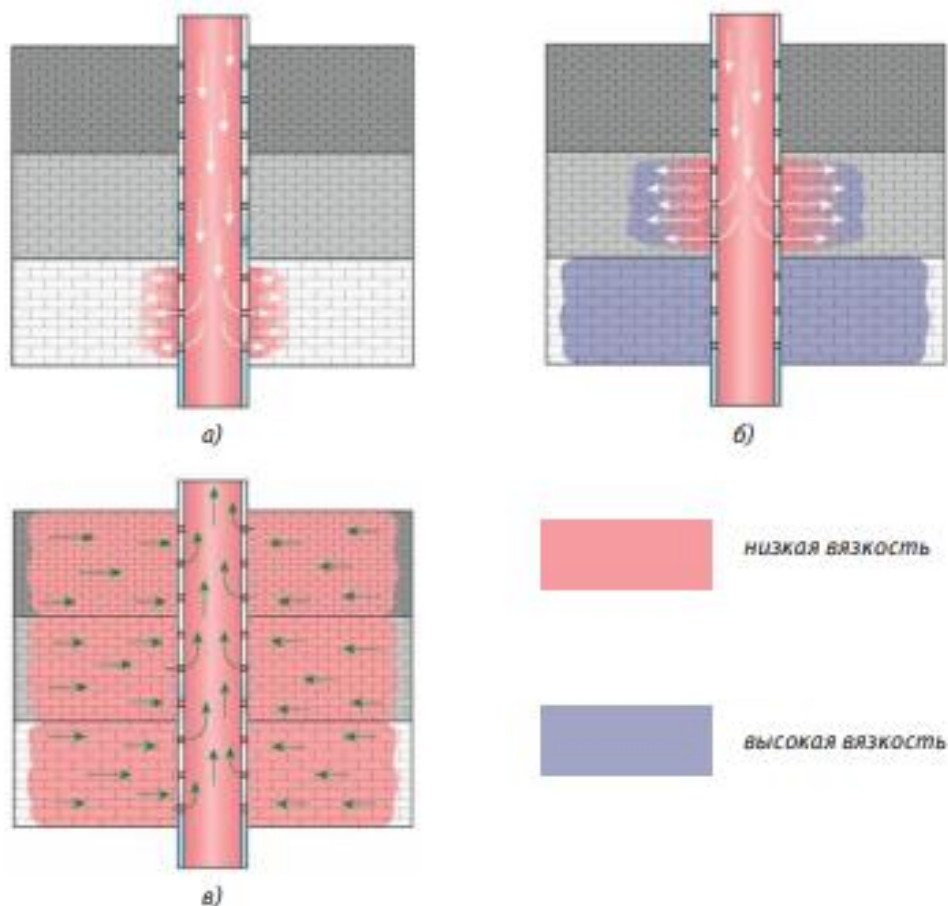


Рисунок 3 – Механизм действия самоотклоняющегося кислотного состава в пласте [5]

Формированию червеобразных мицелл и их дальнейшему росту способствует ряд факторов: наличие органических и неорганических солей, величина pH, наличие со-ПАВ и т.п. Данные факторы содействуют постепенному формированию вязкоупругого геля. Процесс формирования червеобразных мицелл представлен на рисунке 4.

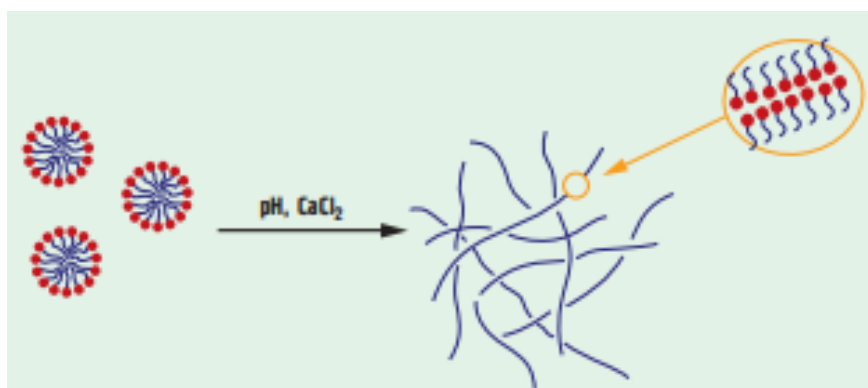


Рисунок 4 – Формирование червеобразных мицелл [6]

Важная особенность самоотклоняющегося кислотного состава заключается в том, что образовавшийся вязкостный барьер является временным. Вязкость геля снижается по мере нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами. Таким образом, исключается всякая вероятность повреждения фильтрационных характеристик призабойной зоны.

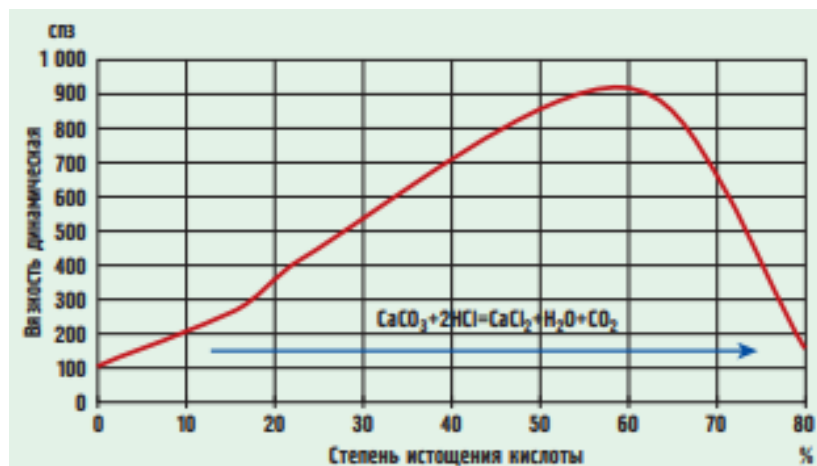


Рисунок 5 – Динамическая вязкость кислотного состава с добавкой 5% реагента КАТОЛ-40 в зависимости от степени истощения кислоты [6]

Рассмотрим характер изменения вязкости самоотклоняющегося кислотного состава в зависимости от степени истощения кислоты на примере СКС с содержанием 5%-ного реагента КАТОЛ-40. Как видно из рисунка 5, при постепенном расходовании кислоты вязкость состава повышается и достигает своего максимального значения. Затем, при достижении определенной концентрации соли и значения рН, вязкость понижается, что является следствием вероятного формирования локальных ответвлений у червеобразных мицелл и изменения механизма релаксации [8].

2.4 Опыт применения самоотклоняющихся кислотных составов

За последние 10 лет основные публикации по исследованиям свойств самоотклоняющихся кислотных систем приведены в иностранной периодике. К примеру, специалисты компании Шлюмберже первыми предложили свой вариант СКС, называемой вязкоупругая отклоняющая кислотная система VDA

(VDA - viscoelastic diverting acid). Позднее, ряд других крупных нефтегазовых сервисных компании мира также предложили свои варианты СКС [1].

2.4.1 Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислотная система (VDA)

Вязкоупругая самоотклоняющаяся система (VDA) обладает уникальными свойствами, которые позволяют проводить обработки в широком температурном диапазоне (до 150°C).

Система VDA может быть использована как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими системами. Данная система обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину и вязкостью в 1-3 сП, что сравнимо с вязкостью воды. Во время реагирования кислоты и породы вязкость системы VDA, которая находится в пласте, очень быстро возрастает до 200-250 сП и, таким образом, система становится самоотклоняющейся. Такая высокая вязкость служит барьером для проникновения кислоты вглубь образовавшейся червоточины пласта, что позволяет не прореагировавшей кислоте проникнуть в менее проницаемые зоны и в необработанные пропластки, задействуя таким образом максимум интервала горизонтального ствола скважины [9].

После окончания работ барьер либо разрушается сам при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Поскольку для очистки такой системы не требуется создания больших депрессий на забое, это в значительной степени упрощает саму технологию, ведет к снижению стоимости операции и снижает время на её реализацию.

При повышенных значениях обводненности (до 90%) совместно с системой VDA применяют селективный отклонитель на бесполимерной основе OilSEEKER, для приготовления которого используется не кислота, а вода. При проникновении в пласт, он в водонасыщенных пропластках в

течении 5-10 минут набирает значительную вязкость на сдвиг, достигающую до 10000 сП.

Таким образом, последующая закачиваемая кислота не имеет возможность проникнуть в водонасыщенные зоны и селективно отклоняется в интервалы пласта, которые имеют углеводородное насыщение. В результате происходит селективная интенсификация только нефти и газа, а водонасыщенные участки остаются без стимулирования, в результате чего приток воды остается прежним, что приводит к снижению обводненности.

Основные характеристики OilSEEKER:

- бесполимерная основа исключает остаточное загрязнение в пласте;
- селективно проникает в водонасыщенные зоны, блокируя их на время обработки;
- разрушается при взаимодействии с углеводородами и специальным растворителем;
- широкий температурный диапазон работы (24-121°C) [10].

Тестирование этих технологий проводилось для 10 скважин Карпенского и Ждановского месторождений, целевым пластом которых являлся Артинско-Сакмарский ярус нижнего Пермского отдела.

На 6 скважинах из 10, выбранных для обработки, присутствовал высокий риск стимуляции водонасыщенных пропластков и увеличения обводненности. На этих скважинах была применена технология OilSEEKER (на 3 из них была использована комбинация OilSEEKER +VDA). Остальные 4 скважины, ввиду отсутствия обводненности и относительной удаленности водонасыщенных пропластков, были обработаны с использованием только системы VDA (на одной из них производилась обработка лишь верхней газовой части пласта с минимальной обработкой нижней нефтяной зоны, чем достигнуто отклонение от нефтяной зоны к газовой). Результаты ГДИ представлены на рисунке 6.

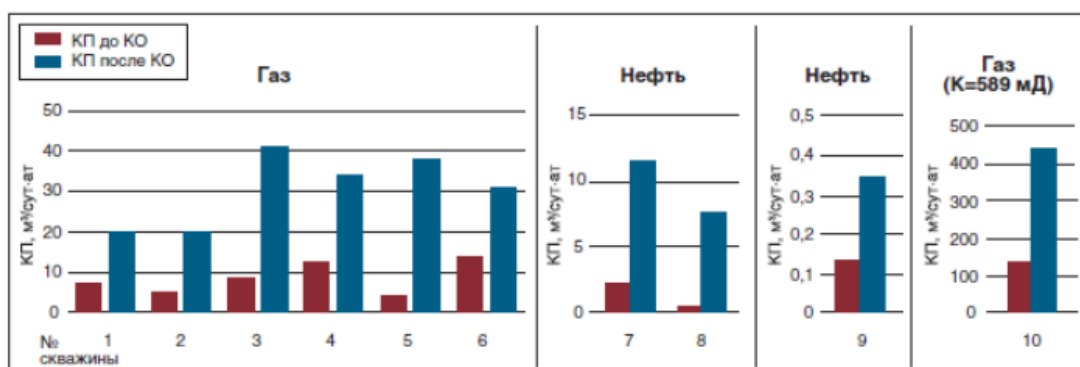


Рисунок 6 – Продуктивность скважин до и после кислотных обработок [7]

Исследования проводились на установившемся режиме с последующей записью кривых восстановления давления (КВД). Данный метод позволяет избежать неточности и неоднозначности полученных результатов для газовых скважин.

По результатам ГДИ приведенном на рисунке 8 коэффициент продуктивности на 3 нефтяных скважины увеличился в 12 раз, что соответствует увеличению дебита в 11,1 раза. Увеличение коэффициента по 7 обработанным газовым скважинам увеличился в 5 раз, средний дебит по газу вырос в 3,2 раза.

Таким образом, совместное применение системы VDA с отклонителем OilSEEKER эффективно при интенсификации нефте- и газоносных карбонатных коллекторов.

2.4.2 Самоотклоняющийся кислотный состав с реагентом Катол-40

Реагент «Катол» марки 40 применяется в технологиях направленной кислотной обработки ПЗП, осуществляющихся с целью интенсификации добычи нефти. Реагент выполняет функцию отклонителя в самоотклоняющихся кислотных составах на основе соляной кислоты, применяющихся для обработки карбонатных коллекторов.

Принцип действия, как и всех самоотклоняющихся кислотных составов, основан на способности состава образовывать гель при взаимодействии с породой коллектора, способный отклонять последующие

порции композиции в менее проницаемые участки. Таким образом, достигается более равномерная обработка по объёму с созданием сети каналов-червоточин.

«Катол» марки 40 представляет собой композицию на основе амфотерных поверхностно-активных веществ в смеси растворителей. Процесс подготовки рабочего раствора отличается простотой и заключается в добавлении реагента «Катол» марки 40 в концентрации 5-7,5% в раствор 12-15% соляной кислоты.

В статье [10] описано исследование зависимости реологических характеристик СКС с добавлением 5%-го реагента Катол-40 от концентрации кислоты и температуры. Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения динамической вязкости при различных температурах [8]

№ п/п	Состав, %			Динамическая вязкость при скорости сдвига 10 с ⁻¹ , мПа*с, при температуре		
	HCl	Катол-40	CaCl ₂	20 °C	50 °C	70 °C
1	12	–	–	1,7	1,4	1,1
2	12	5	–	26	5,5	2,3
3	9,6	5	3,6	215	43	8,7
4	7,2	5	7,3	346	163	26
5	4,8	5	10,9	481	405	74
6	2,4	5	14,6	498	386	83
7	–	5	18,2	246	195	–

В результате проведенных исследований установлено, что добавление 5%-го реагента Катол-40 в 12%-й раствор соляной кислоты приводит к увеличению вязкости раствора в 15 раз (с 1,7 до 26 мПа·с при 20 °C). При взаимодействии соляной кислоты с карбонатной породой и уменьшении её концентрации в растворе отмечено возрастание вязкости раствора.

Наибольшее возрастание вязкости отмечено при нейтрализации 80 % от первоначального количества соляной кислоты. При дальнейшем уменьшении содержания кислоты и с ростом концентрации продуктов реакции (хлорида кальция) вязкость СКС снижается. Однако даже при полной нейтрализации кислоты вязкость раствора с 5 % реагента Катол-40 в 9,5 раза

выше (246 мПа·с при 20 °С), чем вязкость 12%-го раствора HCl и 5%-го Катол-40 (26 мПа·с при 20 °С).

Также, в статье [8] изложены критерии применимости кислотных обработок с добавлением в состав кислоты реагента Катол-40:

- карбонатные коллекторы с проницаемостью свыше 5 мД;
- температура пласта – до 80 °С;
- обводнённость добываемой продукции – до 90 %;
- расчленённый и послойно-неоднородный коллектор, с возможным наличием неработающих зон и пропластков.

Опытно-промысловые испытания с применением данного самоотклоняющегося кислотного состава были проведены на Южно-Осташковичском месторождении на трех скважинах в 2016 году. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 1789 т, суммарный прирост дебита нефти 7,9 т/сут, средний прирост коэффициента продуктивности 40 % [8].

2.4.3 Самоотклоняющийся состав «СТРИМ-С»

Гелирующий агент «СТРИМ-С» представляет собой сбалансированную композицию на основе цвиттерионных поверхностно-активных веществ в органическом растворителе. Состав применяется в качестве гелеобразователя в самоотклоняющихся кислотных составах различной концентрации с целью повышения продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих продуктивные пласты с неоднородными карбонатными коллекторами и температурами от 20 до 120 °С [11].

Технические характеристики продукта приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики гелирующего агента «СТРИМ-С» [11]

Показатель	Значение
Внешний вид при 25 °С	Жидкость темно-коричневого цвета
Показатель активности водородных ионов H ⁺ (рН) (20 °С, 10%-ный водно-спиртовой раствор)	6,0 – 8,0
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,02 – 1,05
Температура застывания, °С, не выше	минус 15

Самоотклоняющийся состав «СТРИМ-С» применялся на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

Оренбургское НГКМ является уникальным по размерам, запасам и компонентному составу газа, с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. Месторождение представляет собой пластово-массивную систему нижнепермского и среднекаменноугольного возраста с этажом газоносности до 500 м, по разрезу которой выделено и изучено более 30 продуктивных пластов.

Продуктивная толща ОНГКМ характеризуется значительной неоднородностью. Средняя проницаемость по объектам для различных газонасыщенных зон залежи проницаемых поровых коллекторов изменяется от $1,72 \cdot 10^{-3}$ до $29,32 \cdot 10^{-3}$ мкм², порово-трещинных – от $0,46 \cdot 10^{-3}$ до $6,14 \cdot 10^{-3}$ мкм². В продуктивном разрезе встречаются коллекторы со значениями проницаемости в несколько раз (а иногда на порядок) выше, чем проницаемость основного массива поровых коллекторов [9].

Продуктивная толща залежи представляет собой три геологических объекта, сложенных в основном карбонатными породами. В каждом объекте выделено три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный, трещинный.

В 2014 г. была выполнена обработка трех скважин Оренбургского НГКМ самоотклоняющимся составом «СТРИМ-С». Результаты опытно-промышленного внедрения на Оренбургском НГКМ в 2014 г. гелирующего агента «СТРИМ-С» приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты опытно-промышленного внедрения «СТРИМ-С» на скважинах Оренбургского НГКМ [9]

№ скважины	3016	3062	15021
Дебит воды, м ³	0	0	0
Дебит газа, м ³	15	26	52
Дебит конденсата, м ³	0,8	0,22	1,07
Интервал перфорации (эффективная мощность), м	1573–1688	1558–1626	777,8–1794,8 1727,3–1741,3 1756–1776
Забой	1640	1649,8	1851
Объем кислотной композиции	44,5	46	29

Продолжение таблицы 3

Предварительный результат освоения относительно данных до обработки	Повышение дебита на 40 %	Повышение дебита на 40 %	Повышение дебита на 35 %
---	--------------------------	--------------------------	--------------------------

По данным таблицы 3, дебит трех скважин Оренбургского НГКМ повысился минимум на 35 %, а прирост дебита воды не отмечен.

Таким образом, применение самоотклоняющегося кислотного состава «СТРИМ-С» повышает продуктивность добывающих скважин, эксплуатирующих пласты с неоднородными карбонатными коллекторами и температурами от 20 до 120°C.

2.4.4 Самоотклоняющийся кислотный состав «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А»

Технология интенсификации добычи нефти и газа с использованием самоотклоняющихся кислотных составов Флаксокор 210 марки С (концентрированная форма для поставок марка Н) с гелирующим агентом Сурфогель марки А/АТ предназначена для проведения обработок скважин в карбонатных коллекторах трещиноватого и порово-трещиноватого типов со значительной послойной неоднородностью с целью увеличения дебита обводненных пластов и повышения приемистости нагнетательных скважин.

Кислотные составы серии Флаксокор 210 представляют собой раствор соляной кислоты с высоко эффективными целевыми добавками и поверхностно-активными веществами. А гелирующие агенты Сурфогель, в свою очередь, представляют собой спиртовой раствор поверхностно-активных веществ высокой активности.

Данный кислотный состав широко применяется на месторождениях России и СНГ. Его производством занимается компания «Полиэкс», которая специализируется в области химических технологий и реагентов для повышения нефтеотдачи пластов.

Основные свойства самоотклоняющегося кислотного состава Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Основные свойства состава Флаксокор 210 [12]

Марка	Флаксокор 210 Марка С	Флаксокор 210 Марка Н
Внешний вид	Прозрачная жидкость от бесцветной до коричневого цвета	
Массовая доля соляной кислоты, %, в пределах	18–22	10,5–14,5
Плотность при 20 °С, г/см ³ , в пределах	1,09–1,11	1,04–1,08
Скорость растворения стали Ст3 при 20 °С, г/м ² *ч	0,20	0,20

Таблица 5 – Основные свойства гелирующего агента Сурфогель [12]

Марка	Сурфогель марки А	Сурфогель марки АТ
Внешний вид	Прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета	
Плотность при 20 °С, г/см ³ , в пределах	1,00–1,05	0,87–0,91
Кажущаяся вязкость по Брукфильду при 20 °С и скорости сдвига 100 с ⁻¹ :		
-при истощении на 0%, мПа*с, не более	–	100
-при истощении на 60%, мПа*с, в пределах	70–180	–
-после истощения на 80%, мПа*с, не менее	–	300
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с, в пределах	60–140	5–30

Стоит отметить, что гелирующий агент Сурфогель марки АТ применяется при более высоких температурах, чем Сурфогель марки А.

В исходном состоянии вязкость самоотклоняющегося кислотного состава Флаксокор 210 марки С и гелирующего агента Сурфогель марки А/АТ составляет 20-30 мПа·с при температуре 20°С. Регулирование конечной вязкости самоотклоняющегося кислотного состава возможно путем изменения концентрации гелирующего агента в широком диапазоне в зависимости от геологических условий и поставленных задач.

Кислотная обработка, проведенная данными кислотными составами на нефтяном месторождении в Каспийском море, позволила увеличить приемистость нагнетательных скважин с 760,8 м³/сут до 2391,5 м³/сут.

В статье [5] приведены результаты опытно-промысловых работ по кислотной обработке с применением самоотклоняющегося кислотного состава Флаксокор 210 марки С и гелирующего агента Сурфогель марки А на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» (таблица 6). Данная технология была испытана на пластах с низким уровнем проницаемости (минимальное значение – 10 мД), не позволявшим применять на них «стандартную» технологию отклонения кислотного состава с использованием вязких эмульсий. При выполнении всех скважино-операций с применением самоотклоняющейся системы был зафиксирован рост устьевого давления в расчетное время реагирования кислотного состава с отклонителем и образование вязкой системы при неизменной скорости закачки.

Таблица 6 – Результаты опытно-промысловых работ по кислотной обработке на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» [5]

№ п/п	№ скв.	Объект	Геолого-физические характеристики			Прирост дебита нефти, т/сут
			Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	Пористость, %	Проницаемость	
1	117	СЗ-1	19	17	25-30	29,6
2	53	В1	3	14	11-20	28,9
3	163	А0	4,2	17	20-23	19,2
4	251	А4+А5	4,3	22	60-80	11,6
5	144	Дл	9,4	18	17-20	35,4
6	51	В1	14,6	12	40-76	39,6
7	615	О2	7,1	8	60-77	33,3
8	635	О2	7	8	110-116	37,4
9	57	О2	1,5	11	10-21	10,1

На основе результатов лабораторных исследований и опытно-промысловых работ авторами статьи [5] сделан следующий вывод: данная технология применима для карбонатных коллекторов с проницаемостью до 10 мД, обводненностью продукции не выше 80 % и пластовой температурой не более 100 °С.

В статье [11] описаны исследования трех составов с использованием ПАВ в качестве гелирующего агента: «СТРИМ-С», «Сурфогель марки А» и «VDA». Данное исследование проводилось для выбора направленной кислотной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин волжского регионального яруса месторождения им. Ю. Корчагина. Лабораторные эксперименты включали входной контроль реагентов, подготовку керна и подтоварной воды, тестирование кислотных составов в свободном объеме, фильтрационные исследования тестируемых технологий и сравнительный анализ их эффективности.

В результате проведенных исследований, описанных в статье [11], установлено, что эффективность рассмотренных составов увеличивается в ряду: «СТРИМ-С» < «VDA» < «Сурфогель». Поэтому для повышения приемистости нагнетательных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина в качестве самоотклоняющегося кислотного состава был выбран Флаксокор 210-С с гелирующим агентом Сурфогель АТ. Результатом проведения кислотной обработки является увеличение приемистости нагнетательной скважины на 221%, что свидетельствует об эффективности проведенных работ.

2.5 Анализ самоотклоняющихся кислотных составов и критерии их применения

В работе были проанализированы результаты применения следующих самоотклоняющихся кислотных составов: VDA (viscoelastic diverting acid), «Катол» марки 40, СТРИМ-С, Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А. Вязкоупругая самоотклоняющаяся система VDA разработана специалистами компании Шлюмберже, а остальные кислотные составы являются продуктами отечественного производства.

На основе анализа мирового опыта применения данных самоотклоняющихся кислотных систем для интенсификации притока была

составлена сводовая таблица 7. Основными ограничениями применения того или иного самоотклоняющегося кислотного состава являются температура пласта, проницаемость и обводненность.

Таблица 7 – Свойства и критерии применимости самоотклоняющихся кислотных составов

Параметры	VDA	Кислотный состав с реагентом Катол-40	СТРИМ-С	Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А
Концентрация HCl, %	15	12 – 15	15	14 – 18
Плотность при 20 °С, г/см ³	–	Не менее 0,8	1,02 – 1,05	1,04 – 1,09
Исходная вязкость при 25 °С, мПа*с	25,2	10 – 15	35 – 40	20 – 30
Максимальная вязкость в пласте, мПа*с	500 – 600	300 – 400	300 – 400	600 – 700
Температура пласта, °С	До 150	До 80	До 120	До 120
Проницаемость пласта, мД	–	Свыше 5	Свыше 20	Свыше 5
Обводненность, %	До 90	До 90	До 80	До 95

На данный момент лучшей отечественной разработкой является самоотклоняющийся кислотный состав Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А, обладающий более широким спектром применения по сравнению с другими аналогами.

2.6 Техника и технология проведения кислотной обработки

Для перевозки кислот от химических заводов до кислотной базы используют автоцистерны – кислотовозы КП-6,5 емкостью 6м³ (рисунок 7). Внутренние поверхности цистерн покрывают химически стойкой эмалью или лаком.

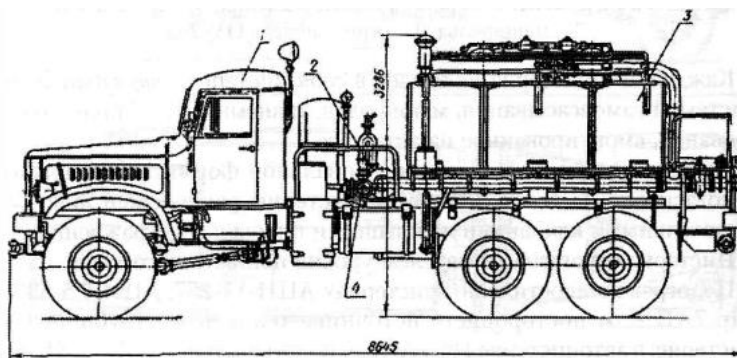


Рисунок 7 – Кислотоваз КП – 6,5 [12]

1 – автошасси КрАЗ – 255Б; 2 – центробежный насос; 3 – цистерна;
4 – манифольд

Мероприятия, проводимые перед кислотной обработкой, включают в себя следующие операции:

- монтаж у устья скважины агрегата для подземного ремонта;
- извлечение скважинного оборудования;
- спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) к нижним перфорационным отверстиям обрабатываемого интервала;
- оборудование устья скважины арматурой для обвязки труб и обратного клапана;
- обвязка насосной установки с НКТ, кислотовозом и автоцистернами с продавочной жидкостью;
- опрессовка всех трубопроводов на полуторакратное рабочее давление.

Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30м.

При проведении кислотных обработок применяют агрегат Азинмаш–30, смонтированный на шасси Урал или КрАЗ. Данный агрегат снабжен трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления. Иногда для проведения обработки используется 2 насосные установки. Типичная компоновка агрегата Азинмаш–30 А представлена на рисунке 8. На агрегате установлена цистерна, состоящая из двух отсеков: один отсек емкостью 2,7 м³ (3), второй отсек емкостью 5,3 м³ (8). А для транспортировки дополнительных

объемов кислоты агрегат снабжен емкостью на прицепе, объем которой составляет 6 м³ (рисунок 8).

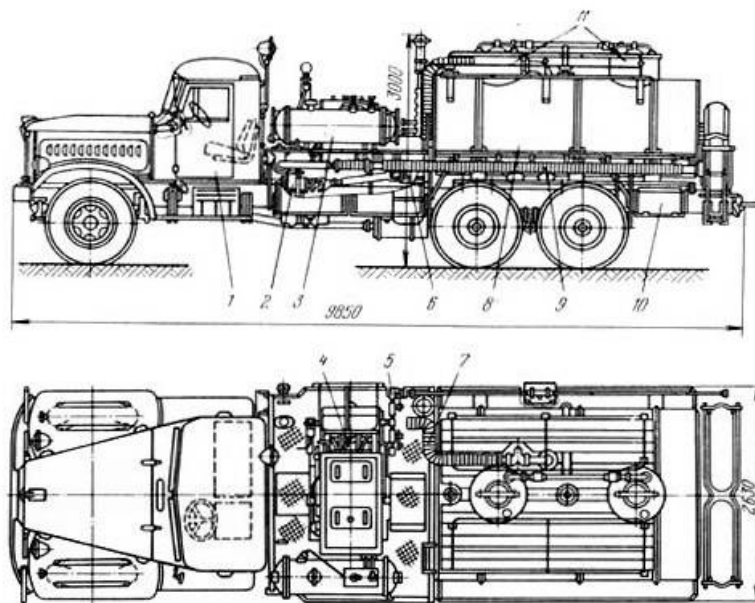


Рисунок 8 – Насосный агрегат Азинмаш–30А [12]

1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента; 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор; 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты; 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Кроме того, при КО дополнительно используется цементирувочный агрегат ЦА-320М, который играет роль подпорного насоса для основного агрегата, подавая технологические жидкости на прием силового насоса. Также, данный агрегат позволяет перемешивать кислотный раствор с различными реагентами, добавляемыми в него на скважине, и при необходимости перекачивать растворы из одних емкостей в другие.

Технология проведения обработки с использованием самоотклоняющихся кислотных составов ничем не отличается от обычной кислотной обработки. Упрощенная технологическая схема кислотной обработки представлена на рисунке 9.

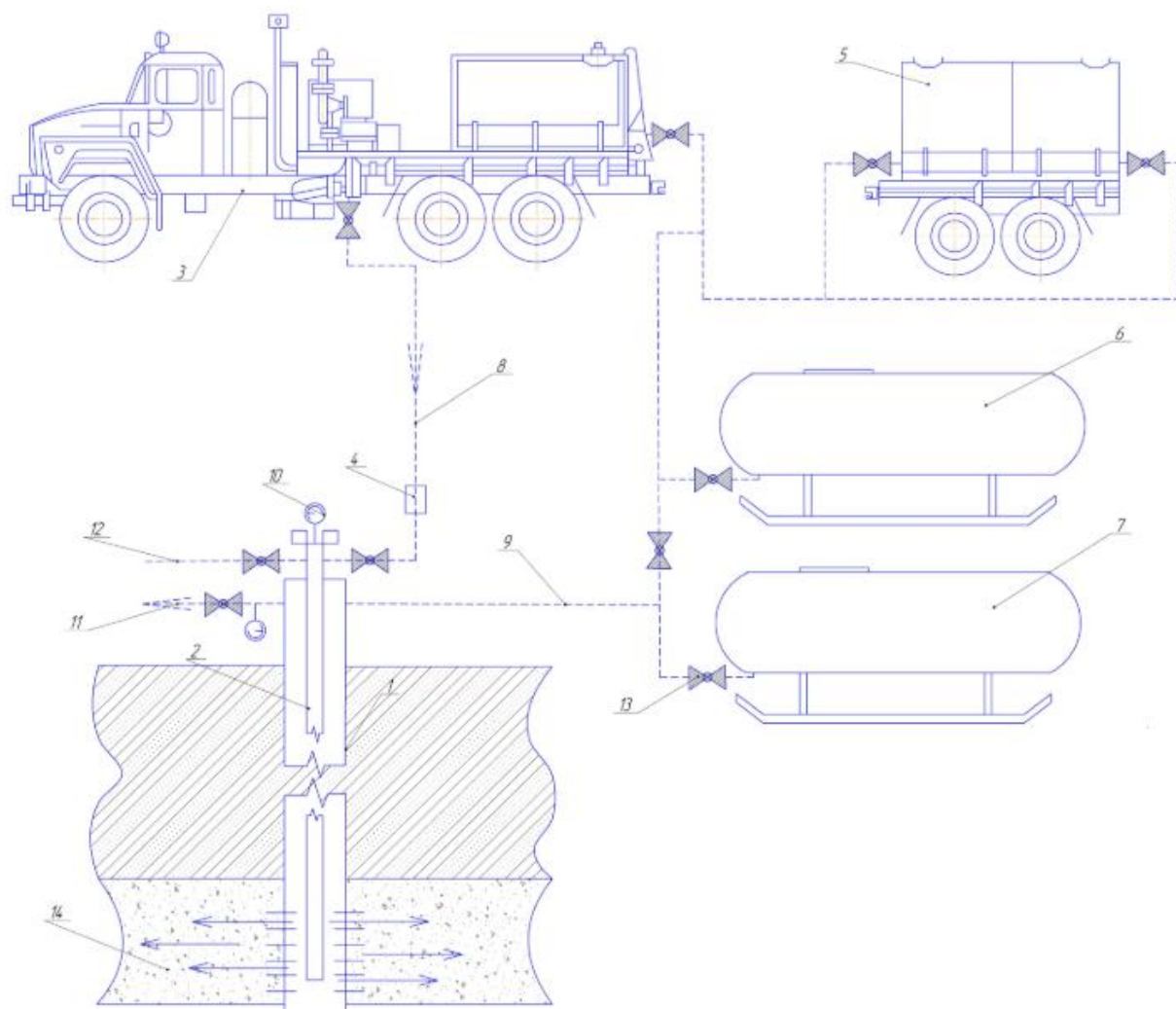


Рисунок 9 – Технологическая схема кислотной обработки [12]

1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – агрегат Азинмаш–30А;
 4 – обратный клапан; 5 – емкость для кислоты на прицепе; 6 – емкость для
 кислоты; 7 – емкость для продавочной жидкости; 8 – нагнетательная линия; 9
 – линия для обратной циркуляции; 10 – манометр; 11 – линия сброса; 12 –
 линия сброса НКТ; 13 – задвижки; 14 – продуктивный пласт

3 Характеристика объекта и методов исследования

3.1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя.

3.2 Геолого-физическая характеристика

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя.

3.3 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя.

3.4 Нефтегазоносность и характеристика продуктивного пласта М+М1

Текст удален, поскольку содержит конфиденциальные данные недропользователя.

4 Методика расчета параметров кислотной обработки

В расчетной части представлен расчет параметров кислотной обработки. В качестве кислотного раствора принят самоотклоняющийся кислотный состав «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А». Исходные данные, представленные в таблице 10, относятся к добывающей скважине №118 Урманского месторождения.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Глубина скважины	H	м	2963
Эффективная мощность пласта	h _{эф}	м	13
Пластовое давление	P _{пл}	МПа	19,4
Диаметр скважины	D _{скв}	мм	168
Диаметр НКТ	d _{нкт}	мм	73
Коэффициент трещиноватости	K _{пор}	%	2,8
Глубина обработки	R _{об}	м	8

Расчеты проведены согласно методике, изложенной в РД 39-1-438-80.

Количество кислотного раствора необходимого для обработки скважины зависит от глубины проникновения кислоты в пласт и рассчитывается по формуле:

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

где $V_{\text{кр}}$ – объем кислотного раствора для проведения обработки, м³;

$R_{\text{об}}$ – глубина обработки, м;

r_c – радиус скважины, м;

$h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта, м;

$K_{\text{пор}}$ – коэффициент, показывающий эффективную пористость, пустотность и трещиноватость, доля единиц.

Таким образом, объем самоотклоняющегося кислотного раствора равен:

$$V_{\text{кр}} = 3,14 \cdot (6^2 - (0,168/2)^2) \cdot 13 \cdot 0,028 = 41,16 \text{ м}^3$$

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

$$V_{\text{Флаксокор 210}} = 41,16 \cdot 0,7 = 28,81 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{Сурфогель А}} = 41,16 \cdot 0,3 = 12,35 \text{ м}^3$$

Самоотклоняющийся кислотный состав необходимо продавить в глубь пласта для более полного охвата обработкой. В качестве продавочной жидкости используют соляную кислоту пониженной концентрации (5,0-7,5 % масс.). Объем продавочной жидкости определим по следующей формуле:

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{КР}} + V_{\text{ВнутНКТ}} \quad (3)$$

Внутренний объем НКТ найдем по формуле 4, предварительно рассчитав внутренний радиус НКТ:

$$V_{\text{ВнутНКТ}} = H \cdot \pi \cdot r_{\text{НКТ}}^2 \quad (4)$$

$V_{\text{ВнутНКТ}}$ – внутренний объем НКТ, м³;

H – глубина скважины, м;

$r_{\text{НКТ}}$ – внутренний радиус НКТ, м;

В свою очередь, внутренний радиус НКТ определяется следующим образом (формула 5):

$$r_{\text{ВнутНКТ}} = \frac{(d_{\text{НКТ}} - 2 \cdot \delta_{\text{ст}})}{2} \quad (5)$$

где $r_{\text{ВнутНКТ}}$ – внутренний радиус НКТ, м;

$d_{\text{НКТ}}$ – диаметр наружный НКТ, м;

$\delta_{\text{ст}}$ – толщина стенки НКТ.

Согласно исходным данным используется НКТ со следующими параметрами:

- $d_{\text{НКТ}} = 73 \text{ мм}$;
- $H = 2240 \text{ м}$;
- $\delta_{\text{ст}} = 5,5 \text{ мм}$.

Таким образом, проводим следующие расчеты, представленные ниже:

$$r_{\text{ВнутНКТ}} = \frac{(0,073 - 2 \cdot 0,0055)}{2} = 0,031 \text{ м}$$

$$V_{\text{ВнутНКТ}} = 2963 \cdot 3,14 \cdot 0,031^2 = 8,95 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{прод}} = 41,16 + 8,95 = 50,11 \text{ м}^3$$

Результатом проведения обработки призабойной зоны добывающей скважины Урманского месторождения самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А» является прирост в добыче нефти на 53 % (с 34,8 т/сут до 53,2 т/сут).

В ходе расчета были определены объемы реагентов, необходимые для получения самоотклоняющегося кислотного раствора, с целью обработки призабойной зоны добывающей скважины № 118 Урманского месторождения:

- объем реагента «Флаксокор 210» – 28,81 м³;
- объем гелирующего агента «Сурфогель А» – 12,35 м³.

Также, проведен расчет количества продавочной жидкости, необходимого для продавки самоотклоняющегося кислотного раствора вглубь пласта. Согласно расчетам объем продавочной жидкости составил 50,11 м³.

Результат проведения обработки призабойной зоны добывающей скважины заключается в увеличении дебита на 53 % (с 34,8 т/сут до 53,2 т/сут).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Савенков Никита Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при проведении кислотной обработки самоотклоняющимися кислотными композициями на Урманском нефтегазоконденсатном месторождении.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности применения геолого-технического мероприятия на основе самоотклоняющихся кислотных композиций на Урманском нефтегазоконденсатном месторождении с целью повышения нефтеотдачи
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат реализации геолого-технического мероприятия
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности применения самоотклоняющихся кислотных композиций на основе вязкоупругих поверхностноактивных веществ с целью повышения нефтеотдачи
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> Макроэкономические показатели; Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат; Расчет НДПИ за 2017 год; Эксплуатационные затраты, млн. руб; Экономическая эффективность обработки скважины №118 самоотклоняющимся кислотным составом; График зависимости ЧДД от параметров анализа чувствительности; Экономическая эффективность обработки скважины №118 самоотклоняющимся кислотным составом при условии ее проведения в 2021 году; Сравнительный анализ экономической эффективности от проведения обработки СОКС. 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.22
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Савенков Никита Вячеславович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе диссертации проводится оценка технико-экономической эффективности от проведения обработки самоотклоняющейся кислотной композицией на основе вязкоупругих поверхностноактивных веществ добывающей скважины, которая была выполнена в 2017 году на Урманском нефтегазоконденсатном месторождении. Расчет произведен в среде MS Excel. Данный расчет с учетом цен и на основании дебитов нефти в результате ГТМ является частью собираемого массива информации для проведения сравнительного анализа эффективности ГТМ.

Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете затрат на обработку и оценке технологического эффекта от применения технологии, в качестве которого выступают дополнительная добыча нефти.

Дополнительная добыча нефти по скважине 118 по состоянию на конец 2017 года составила 6,72 тыс. тонн. Отметим, что эффект от обработки на тот момент еще продолжался.

Цена нефти Юралс в рассматриваемый период взята согласно данным Министерства экономического развития Российской Федерации и составила 53,0 долл/барр. в 2017 году.

Среднегодовой валютный курс для доллара по данным ЦБ в России составлял 58,3 руб. в 2017 год.

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

Отразим основные макроэкономические показатели необходимые для дальнейшего расчета в таблице 11.

Таблица 11 – Макроэкономические показатели

Год	2017
Цена нефти Юралс, долл/барр	53,00
Обменный курс рубля	58,31
Цена на нефть в руб./барр.	3090,43

Продолжение таблицы 11

Дополнительная добыча нефти, тыс. т	6,72
Дополнительная добыча нефти, т	6720
Дополнительная добыча нефти, барр.	48921,6
Цена на нефть в руб./т	22498,33
Выручка, млн. руб	151,19

Проведем оценку эксплуатационных затрат на проведение кислотной обработки самоотклоняющимся кислотным составом «Флаксокор 210» с гелирующим агентом «Сурфогель А».

По результатам опытно промышленных испытаний известно, что на проведение обработки добывающей скважины №118 Урманского месторождения было потрачено 8,61 млн. руб. в 2017 году. Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Показатели	Ед. изм.	Нефть
Общехозяйственные расходы	руб./т.	28,476
Общепроизводственные расходы	руб./т.	84,819
Прочие затраты	руб./т.	506,352
Прочие налоги включаемые в себестоимость продукции (водный, транспортный, земельный, экологические платежи, пр.)		1,5 % от годовой стоимости продукции

Рассчитаем налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ):

НДПИ с 2017 до 2019 года рассчитывалось по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 857 - D_{\text{м}} \quad (6)$$

Где $D_{\text{м}}$ равно:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} * K_{\text{ц}} * (1 - K_{\text{в}} * K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} \quad (7)$$

НДПИ с 2019 года рассчитывается по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_{\text{м}} \quad (8)$$

Где $D_{\text{м}}$ равно:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} * K_{\text{ц}} * (1 - K_{\text{в}} * K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{АБДТ}} - K_{\text{МАН}} * C_{\text{СВН}} \quad (9)$$

Необходимо так же отметить, что с 01.01.2021 года коэффициенты K_B и $C_{СВН}$ были исключены из расчета показателя, характеризующий особенности добычи нефти.

Согласно статье 342.5 НК РФ $K_{НДПИ}$ на период с 1 января 2016 года равен 559.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{Ц}$) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{Ц} = (Ц - 15) * \frac{P}{261} \quad (10)$$

Где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель;

15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

Коэффициент K_3 согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1.

Согласно подпункту 5 пункта 1 статьи 342.2 НК РФ коэффициент $K_D = 1$.

Степень выработанности запасов углеводородного сырья на залежах Урманского НГКМ составила 0,36 в 2017 году, что не превышает 0,8. Учитывая, этот факт $K_{ДВ} = 1$ (пункт 3 статья 342.2 НК РФ)

Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$) принимаем равным 1 (Пункт 4 ст. 342.5 НК РФ).

Коэффициент K_K на период с 1 января по 31 декабря 2017 года был принят равным 306.

Определение коэффициентов $K_{АБДТ}$ и $K_{МАН}$ подробно изложены в пункте 11 и пункте 7 статьи 342.5 НК РФ.

Результаты расчета НДСИ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет НДСИ за 2017 год

Год	2017
НДСИ, руб/тонну	7581,569
Кц	8,490
Дм	-306
Кндпи	559
Кв	1
Кз	1
Кд	1
Кдв	1
Ккан	1
Кк	306

Результаты расчета эксплуатационных затрат при применении самоотклоняющегося кислотного состава отображены в таблице 14.

Таблица 14 – Эксплуатационные затраты, млн. руб.

Годы	Текущие затраты			Налоги, включаемые в себестоимость			Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:		Всего	в т.ч.:		
		общепроизводственные расходы	прочие		НДСИ	прочие	
2017	4,16	0,76	3,4	53,22	50,95	2,27	57,38

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + r)^{t-tp}} \quad (11)$$

Где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-м году

A_t – амортизационный отчисления в t-м году

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

t, tp – соответственно текущий и расчетный год

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

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

Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Экономическая эффективность обработки скважины №118 самоотклоняющимся кислотным составом

Показатели	Ед. изм	2017
1. Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	6,72
2. Накопленная добыча	тыс. тонн	6,72
3. Затраты на СОКС	млн. руб.	8,61
4. Цена реализации без НДС	руб/тонн	22498,33
5. Выручка от реализации	млн. руб.	151,19
6. Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн. руб.	6,43
7. НДС	млн. руб.	50,95
8. Валовая прибыль	млн. руб.	93,81
9. Налог на прибыль	млн. руб.	18,76
10. Чистая прибыль от реализации	млн. руб.	75,05
11. Денежный поток	млн. руб.	66,44
12. Накопленный денежный поток	млн. руб.	66,44
13. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) ($r=15\%$)	млн. руб.	66,44

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

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

Результаты проведенного анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

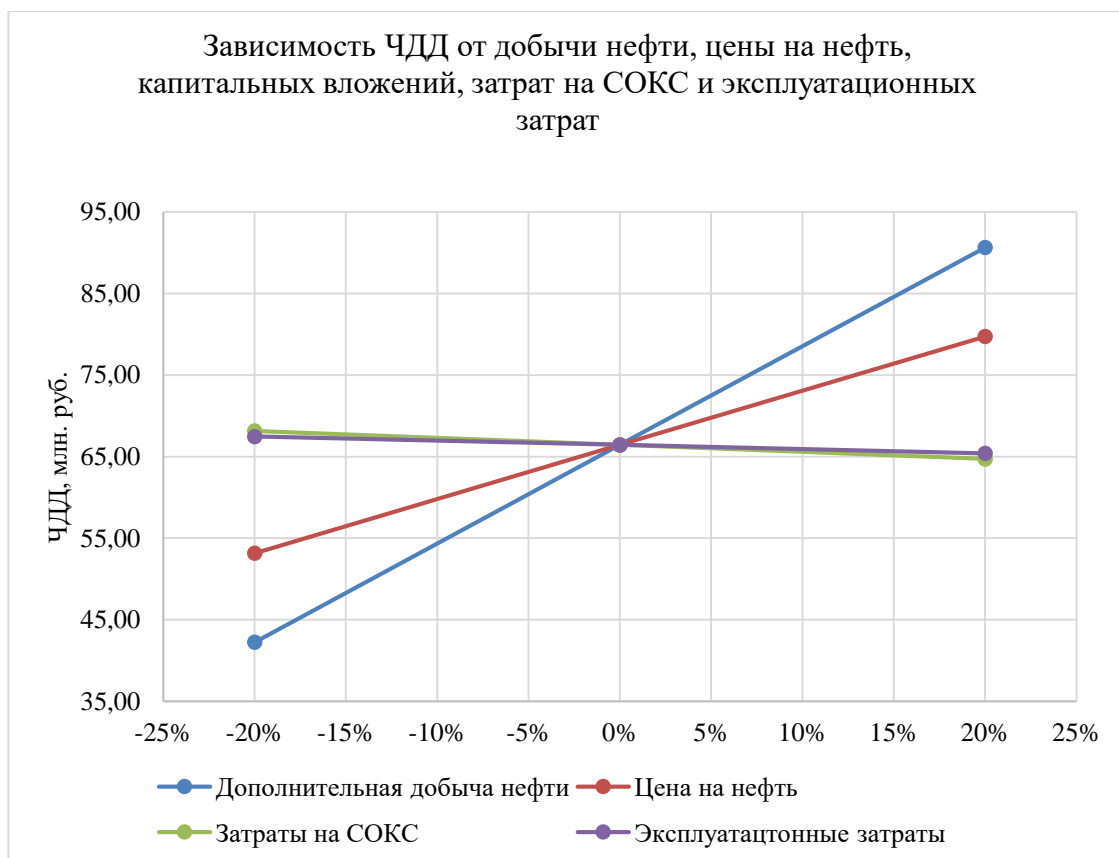


Рисунок 14 – График зависимости ЧДД от параметров анализа чувствительности

Согласно проведенному анализу наибольшее влияние на ЧДД оказывает дополнительная добыча нефти и цена ее реализации. В связи с ростом цены на нефть марки «Юралс» в последние годы, сравним ЧДД полученный при реализации проекта в 2017 году с ЧДД, который мог быть получен в 2021 году при той же дополнительной добыче и тех же затратах на самоотклоняющуюся кислотную композицию.

Цена нефти «Юралс» согласно данным Министерства экономического развития Российской Федерации составила 69 долл/барр. в 2021 году.

Среднегодовой валютный курс для доллара по данным ЦБ в России составлял 73,68 руб. в 2021 год.

Расчет экономической эффективности на 2021 год представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Экономическая эффективность обработки скважины №118 самоотклоняющимся кислотным составом при условии ее проведения в 2021 году

Показатели	Ед. изм	2021
1. Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	6,72
2. Накопленная добыча	тыс. тонн	6,72
3. Затраты на СОКС	млн. руб.	8,61
4. Цена реализации без НДС	руб/тонн	37010,94
5. Выручка от реализации	млн. руб.	248,71
6. Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн. руб.	7,89
7. НДС	млн. руб.	135,84
8. Валовая прибыль	млн. руб.	104,98
9. Налог на прибыль	млн. руб.	21,00
10. Чистая прибыль от реализации	млн. руб.	83,98
11. Денежный поток	млн. руб.	75,37
12. Накопленный денежный поток	млн. руб.	75,37
13. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) (r=15%)	млн. руб.	75,37

В таблице 17 представлены данные сравнительного анализа расчета экономических эффектов от проведения обработок в 2017 (базовый) и 2021 (прогноз) годах.

Таблица 17 – Сравнительный анализ экономической эффективности от проведения обработки СОКС

Показатели	Ед. изм	Базовый	Прогноз	Изменение
1. Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	6,72	6,72	0,0%
2. Затраты на СОКС	млн. руб.	8,61	8,61	0,0%
3. Цена реализации без НДС	руб/тонн	22498,33	37010,9	64,5%
4. Выручка от реализации	млн. руб.	151,19	248,71	64,5%
5. Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн. руб.	6,43	7,89	22,7%
6. НДС	млн. руб.	50,95	135,84	166,6%
7. Валовая прибыль	млн. руб.	93,81	104,98	11,9%
8. Налог на прибыль	млн. руб.	18,76	21,00	11,9%
9. Чистая прибыль от реализации	млн. руб.	75,05	83,98	11,9%
10. Денежный поток	млн. руб.	66,44	75,37	13,4%
11. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) (r=15%)	млн. руб.	66,44	75,37	13,4%

Расчеты экономической эффективности от проведения кислотной обработки самоотклоняющимся кислотным составом показал, что применение данной технологии на добывающей скважине №118 Урманского НГКМ является рентабельной, ЧДД > 0 и составил 66,44 млн. руб. Исходя из данных полученных при анализе чувствительности проекта можно заключить, что показатель затрат на СОКС и эксплуатационные затраты оказывают наименьшее влияние на ЧДД, а показатель дополнительной добычи нефти наибольшее.

Так же был произведен расчет ЧДД при условии проведения кислотной обработки в 2021 году при той же дополнительной добыче нефти. Расчеты показали, что благодаря более высокой стоимости нефти в настоящее время применение СОКС на Урманском НГКМ являются более привлекательными. Так наблюдается рост чистого дисконтированного дохода на 13,4% (таблица 17) по сравнению с базовым вариантом. Стоит отметить, что полученный результат ЧДД в 2021 году может быть незначительно завышен, так как при расчете не учитывалось увеличение затрат на проведение кислотной обработки СОКС, однако, как показал проведенный анализ чувствительности, его влияние на показатель ЧДД значительно ниже чем влияние цены на нефть. Можно сделать вывод, что с учетом прогнозируемого роста цен на нефть в 2022 году и в ближайшей перспективе, инвестиционная привлекательность применения СОКС увеличивается.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ03		Савенков Никита Вячеславович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело: разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения самоотклоняющихся кислотных систем для интенсификации притока	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Урманское нефтяное месторождение</p> <p>Область применения: обработка призабойной зоны пласта для интенсификации притока</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: местность, приравненная к районам Крайнего Севера</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Добывающие и нагнетательные скважины, насосное оборудование, станции управления.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обслуживание и ремонт наземного и подземного оборудования, соблюдение норм технологического режима.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) 2) Постановление Правительства РФ от 28 апреля 2020 г. N 601 "Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом" (с изменениями и дополнениями) 3) Постановление Министерства здравоохранения СССР от 31 декабря 1987 года N 794/33-82 Об утверждении основных положений о вахтовом методе организации работ
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего 2) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Савенков Никита Вячеславович		

6 Социальная ответственность

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире, а многие эксплуатируемые месторождения находятся на завершающих этапах разработки. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов интенсификации притока, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях.

Объектом исследования данной работы является Урманское нефтяное месторождение. В данной работе рассмотрены различные технологии интенсификации притока и проведен анализ эффективности применения самоотклоняющихся кислотных систем на Урманском нефтяном месторождении.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка большинства месторождений нефти и газа в России, относится к работам по извлечению трудно добываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [27], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в

районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327, постановлением правительства РФ от 28 апреля 2020 г. №601 [27] и Постановление Министерства здравоохранения СССР от 31 декабря 1987 года N 794/33-82 [29].

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда

Согласно статье, номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должно превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. В связи со сложной обстановкой, вызванной корон вирусной инфекцией были введены временные правила работы вахтовым методом [28].

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены следующие льготы и компенсации:

– ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ);

- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ);

- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ);

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

6.2 Производственная безопасность

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием различных агентов в пласт с целью увеличения нефтеотдачи включают в себя определенные опасные и вредные факторы. В данной разделе будут рассмотрены возможные вредные и опасные производственные факторы на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа (таблица 18).

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора по поддержанию пластового давления

Факторы (ГОСТ 12.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 [30] СП 60.13330.2020 [31]
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	ГОСТ 12.1.012-2004 [32]
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [33] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [34] СП 51.13330.2011 [35]
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [36] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [36] ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [38] ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 903н Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [38]
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [40] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [41]

6.2.1 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов.

Большинство видов выполняемых работ оператором по ДНГ осуществляется на открытом воздухе в условиях крайнего севера. Параметры

микроклимата в рабочей зоне с 1 марта 2021 года необходимо поддерживать по СанПиН 1.2.3685-21 [30] в соответствии категорией работ, указанных в таблице 5.1 (5 раздел) рассматриваемого нормативного документа.

Низкая температура, также, как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избегания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°C .

Согласно [41] к средствам нормализации производственных помещений и рабочих мест относятся устройства вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования воздуха и отопления. К средствам защиты от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов относятся устройства: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, термоизолирующие.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Гигиенические требования к комплекту средств индивидуальной защиты от холода и его составляющим в различных климатических условиях устанавливается в методических рекомендациях [43].

6.2.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума, а также опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования,

режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно [41] могут быть: наушники, противошумные вкладыши, а также противошумные шлемы.

Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно [34] могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

В случае рабочего места оператора по поддержанию пластового давления, для избегания влияния рассмотренных вредных факторов достаточно применения коллективной защиты.

6.2.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током

На территории кустовой площадки может быть расположено большое количество различного электрооборудования, находящегося под высоким напряжением (кабели, трансформаторы, станции управления, насосные установки).

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов изложены в ГОСТ 12.1.038-82 [36]

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита): основная изоляция, защитные оболочки, защитные ограждения и барьеры, вырывание потенциалов; защитное отключение и т.д. согласно [38].

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции и выполняется согласно [36].

Согласно [38] работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

6.2.4 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При выполнении работ имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи [40]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс опасности);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C₁ - C₁₀ – 300 мг/м³ (4 класс опасности);
- Оксид углерода 20 мг/м³ (4-ой класс опасности).

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими

противогазами. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

6.2.5 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с взрывопожароопасностью производственного процесса

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются **[Ошибка! Источник ссылки не найден.]**:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

Опасными и вредными факторами, воздействующими на работающих в результате взрыва, являются **[Ошибка! Источник ссылки не найден.]**:

- ударная волна, во фронте которой давление превышает допустимое значение;
- пламя;
- обрушивающиеся конструкции, оборудование, коммуникации, здания и сооружения и их разлетающиеся части;
- образовавшиеся при взрыве и (или) выделившиеся из поврежденного оборудования вредные вещества, содержание которых в воздухе рабочей зоны превышает предельно допустимые концентрации.

Для предотвращения возможности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае

возникновения пожара устанавливаются требования пожарной безопасности согласно классификации зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, а также наружных установок.

Помещения по пожарной и взрывопожарной опасности подразделяются на 5 категорий (А, Б, В1-В4, Г и Д). Подробная информация о каждой из категорий представлена в федеральном законе «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Блок-боксы укрытий устьев скважин по взрывопожарной и пожарной опасности относятся к категории А, 2.

Пожаробезопасность кустовых площадок эксплуатационных скважин обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

- Предусмотрена звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- Предусмотрен контроль загазованности в зоне каждой водозаборной скважины, выполнена молниезащита и заземление зданий, сооружений и трубопроводов;

- Выполнена защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;

- Используемое электрооборудование, средство КИПиА, устройства освещения сигнализации и связи выполнены во взрывозащищённом исполнении и имеют уровень защиты, соответствующей классу взрывоопасной зоны.

- На площадках кустов эксплуатационных скважин размещены щиты с первичными средствами пожаротушения (огнетушителями, ящиками с песком, лопатами, ведрами, кошмой и т.д).

В случае возникновения пожара рабочий персонал должен оценить сложившуюся ситуацию и действовать согласно «Плану ликвидации аварии».

6.2.6 Расчет заземления

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

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

Расчет сопротивления заземляющего устройства производился согласно [43]. Значение коэффициентов, используемых в расчетах взяты из приложения данного методического указания. Исходные данные указаны в таблице 19.

Таблица 19 Исходные данные для расчета

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

Методика расчета включает четыре этапа.

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

$$R_B = \frac{\rho_{расч}}{2\pi\alpha} \cdot \left[\ln\left(\frac{2\alpha}{d}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4T + \alpha}{4T - \alpha}\right) \right], \text{ Ом} \quad (12)$$
$$R_B = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left[\ln\left(\frac{2 \cdot 3}{0,04}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3}\right) \right] = 27,2 \text{ Ом}$$

где α – длина вертикального заземлителя, м;

d – диаметр вертикального заземлителя, м;

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

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{уд.}} \cdot \varphi = 100 * 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (13)$$

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

φ – климатический коэффициент вертикального электрода

Заглубление заземления t вычисляют по формуле:

$$T = \frac{\alpha}{2} + t_0 = \frac{3}{2} + 0,5 = 2 \text{ м}, \quad (14)$$

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

2) Далее определим необходимое число вертикальных заземлителей n по формуле (порядок расчета n изложен в [43]):

$$n = \frac{R_B}{R_3 \cdot \eta_B} = \frac{27,2}{4 \cdot 0,5975} = 11,4 \approx 12 \text{ шт.} \quad (15)$$

где R_3 – допустимое значение сопротивления защитного заземления, Ом.

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

Рассчитанное количество заземлителей n забивают в подготовленную траншею вертикально через определенное расстояние и соединяют их все между собой горизонтальным электродом (полосой или прутком) длиной L соответствующего сечения.

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

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2\pi L} \cdot \ln\left(\frac{L^2}{d_1 t_0}\right), \text{ Ом} \quad (16)$$
$$R_{\text{гор}} = \frac{550}{22 \cdot 3,14 \cdot 36} \cdot \ln\left(\frac{36^2}{0,02 \cdot 0,5}\right) = 23,03 \text{ Ом}$$

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

– при размещении в ряд:

$$L = C \cdot \alpha \cdot (n - 1) \quad (17)$$

– при размещении по контуру:

$$L = C \cdot \alpha \cdot n \quad (18)$$

здесь: $C = A/\alpha$

$\rho_{\text{расч.г}}$ определяется по формуле (12) с учетом грунта ($\rho_{\text{уд}}$) и длины полосы горизонтального электрода ($\varphi_{\text{г}}$);

d_1 – диаметр горизонтального электрода, м.

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

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_{\text{В}}R_{\text{Г}}}{R_{\text{В}}\eta_{\text{Г}} + R_{\text{Г}}\eta_{\text{В}}n}, \text{ Ом} \quad (19)$$
$$R_{\text{общ}} = \frac{27,2 \cdot 23,03}{27,2 \cdot 0,333 + 23,03 \cdot 0,5975 \cdot 12} = 3,6 \text{ Ом}$$

где $\eta_{\text{Г}}$ – коэффициент использования горизонтального электрода

Расчётное сопротивление заземляющего устройства составляет 3,6 Ом, что ниже 4 Ом, и, следовательно, рассчитанное расположение элементов заземления достаточно, для надежной защиты персонала от поражения электрическим током в случае замыкания на корпус кустовой трансформаторной подстанции на кустовой площадке нефтегазодобывающего промысла.

6.4 Экологическая безопасность

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли.

6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы; подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин; освоение скважин. При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле; углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы); продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт). Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м

6.4.2 Мероприятия по охране гидросферы

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок), а также утечки нефтепродуктов и агентов, применяемых при глушении и освоении скважин.

Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа отражены в ГОСТ 17.1.3.12-86 [44]. В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия: изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов, замена водоемких технологических процессов

безводными и маловодными; внедрение оборотных и замкнутых систем водоснабжения, соблюдение технологического регламента при производстве работ; гидроизоляция и обвалование кустовых площадок и площадок размещения технологического оборудования; обустройство месторождений по герметизированной схеме с применением автоматического отключения скважин в случае аварийных порывов выкидных линий и других аварийных ситуаций; исключение потерь нефти и газа при их добыче, сборе, хранении и транспорте; обустройство скважин бетонными площадками и дренажными емкостями.

6.4.3 Мероприятия по охране литосферы

В процессе разработки нефтегазовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами. За счёт загрязнения нефтью, в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений.

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия: использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов; укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли; установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях; сбор и утилизация производственных отходов

С целью снижения ущерба животному миру реализуются следующие мероприятия: концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин; запрещение нелегальной охоты на территории месторождения; рекультивация нарушенных земель; ограничение работ на строительстве трубопроводов в периоды размножения животных в местах массового размножения и линьки;

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации:

- Длительное отключение электроэнергии. Как правило на ОПО создаются резервные источники энергии, позволяющие продолжить работу оборудования в штатном режиме, однако бывают случаи, когда в системе резервирования случаются сбои. В таком случае требуется аварийная остановка оборудования и устранение причины сбоя.
- механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций вызванные коррозией, некачественным монтажом оборудования или внешним воздействием. В таком случае требуется аварийная остановка агрегата и устранение повреждений.
- Взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта, а также постоянный контроль за состоянием производственного фонда позволит не допустить столь серьезной чрезвычайной ситуации способной повлечь человеческие жертвы.

Наиболее часто ЧС связаны с механическим повреждением оборудования, сооружений и конструкций. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта, тщательный анализ риска аварий на опасном производственном объекте использование качественных износостойкого оборудования и материалов, позволяет значительно сократить возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

На случай ЧС создаются и утверждаются планы по ликвидации аварий. Они должны включать: постановку первоочередных задач; перечисление необходимых экстренных действий; определение порядка отчетности, связи; подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий; документирование всех предпринимаемых действий.

Вывод к разделу

Предприятия нефтедобывающей отрасли являются источниками комплексного воздействия на окружающую среду и характеризуются масштабным развитием процессов преобразования природной среды как по площади, так и глубине проникновения.

В данном разделе были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, возможные вредные и опасные производственные факторы, а также возможные и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте оператора по поддержанию пластового давления. Как следует из проведенного анализа рассмотренные возможные опасные и вредные производственные факторы находятся в допустимых интервалах. Стоит отметить, что предприятию применяются все необходимые средства индивидуальной и коллективной защиты.

Так же необходимо всегда помнить, что выполнение требования мер безопасности при выполнении работ позволит избежать воздействия вредных и опасных факторов или значительно уменьшить их влияние на здоровье человека, а также минимизировать вред окружающей среде.

Заключение

В данной работе были рассмотрены основные причины, снижающие эффективность кислотных обработок, которые в основном связаны с неравномерностью обработки ввиду того, что кислота при закачке в пласт предпочтительно движется по путям наименьшего сопротивления, оставляя необработанными низкопроницаемые участки.

Также, проведен анализ основных методов направленной кислотной обработки, в результате которого сделан вывод, что наиболее целесообразным и эффективным является использование отклоняющихся материалов, которые способны к изменению своих реологических свойств. Такими материалами являются самоотклоняющиеся кислотные составы с применением загеливателей на основе вязкоупругих поверхностноактивных веществ.

На основе литературного обзора проведен анализ эффективности различных самоотклоняющихся кислотных составов. Современный отечественный и зарубежный опыт применения самоотклоняющихся составов для интенсификации притока говорит о высокой положительной результативности.

Лучшей отечественной разработкой, которая активно применяется на месторождениях России и СНГ, является самоотклоняющийся кислотный состав Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель.

В данной работе представлен расчет обработки призабойной зоны самоотклоняющимся кислотным раствором Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель. Определены объемы реагентов, необходимые обработки призабойной зоны добывающей скважины № 118 Урманского НГКМ:

- объем реагента «Флаксокор 210» – 28,81 м³;
- объем гелирующего агента «Сурфогель А» – 12,35 м³;
- объем продавочной жидкости – 50,11 м³.

Дебит увеличился на 53% (с 34,8 т/сут до 53,2 т/сут)

Проведен расчет экономической эффективности, который показал, что применение данной технологии на добывающей скважине №118 Урманского НГКМ рентабельно, ЧДД > 0 и составил 66,44 млн. руб. Исходя из данных полученных при анализе чувствительности проекта можно заключить, что показатель затрат на СОКС и эксплуатационные затраты оказывают наименьшее влияние на ЧДД, а показатель дополнительной добычи нефти наибольшее.

Список использованных источников

1. Пестриков, А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529-562. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PestrikovAV/PestrikovAV_1.pdf (дата обращения: 29.04.2022)
2. Raccaloni G. et al. Advances in matrix stimulation technology //Journal of Petroleum Technology. – 1993. – Т. 45. – №. 03. – С. 256-263.
3. Бурячок С. А. Эффективная технология направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов / С. А. Бурячок, А. В. Малыгин, М. А. Ютяев – Текст: электронный // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №. 20. – С. 31. – URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/764/764cc7ce455837982a74532e08f5228f.pdf> (дата обращения: 03.04.2022)
4. Инновации в кислотных обработках: технологии группы компаний Zіrах для интенсификации добычи нефти и газа / С. А. Демахин, А. П. Меркулов, С. В. Малайко [и др.] – Текст: электронный // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7(236). – С. 55-58. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_44171029_49922616.pdf (дата обращения: 14.05.2022). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.
5. Мокрушин А. А. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз»/ А. А. Мокрушин, А. А. Шмидт, А. Н. Солодов – Текст: электронный //Сборник научных трудов «Самаранилинефть. – 2012. – №. 2. – С. 169-176. – URL:

<https://polyex.ru/upload/iblock/58d/58dcaa50c8d4ee0ae7921ec334f890b0.pdf>

(дата обращения: 17.04.2022)

6. Осипова, Ю. А. Применение вязкоупругих систем в современных технологиях интенсификации нефтедобычи / Ю. А. Осипова, Б. Р. Вагапов, А. А. Мухаметзянова – Текст: электронный // Вестник Технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 10. – С. 76-79. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_26028610_36894204.pdf (дата обращения: 12.05.2022). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

7. Опыт проведения направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов с использованием самоотклоняющейся кислотной системы / Д. В. Ткачев, Г. Г. Печерский, Ю. Р. Кускильдина, А. И. Гавриленко – Текст: электронный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 21-26. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_27162465_54643990.pdf (дата обращения: 12.05.2022). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

8. Казанцев, А. С. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов для комплексных кислотных обработок скважин в условиях послойной неоднородности карбонатных коллекторов / А. С. Казанцев – Текст: электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 94-97. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-94-97.

9. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава "СТРИМ-С" на примере скважин Оренбургского НГКМ / О. Д. Ефимов, Ю. Ш. Рахматулина, М. Ф. Валиев, Д. С. Черевиченко – Текст: электронный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 7. – С. 34-37. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_24041425_90970284.pdf (дата

обращения: 12.05.2022). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

10. Комплексные лабораторные исследования технологии кислотной обработки терригенного и карбонатного коллекторов, в том числе с применением самоотклоняющихся кислотных составов / Н. Н. Барковский, В. В. Плотников, О. И. Якимов [и др.] – Текст: электронный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 36-43. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_26368972_63404214.pdf (дата обращения: 17.05.2022). – Режим доступа: Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU.

11. Андреев, К. В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе / К. В. Андреев – Текст: электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 98-101. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-98-102.

12. Развитие технологических аспектов использования кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» и первые результаты их промышленного внедрения / Р.М. Рахманов, Ф.З. Исмагилов, Г.Н. Фахрутдинов [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2011. – Вып. 79. – С. 221–231.

13. Саган Д.П. Обработка призабойной зоны скважин с применением селективного отклонителя кислотного состава – временного селективного кольматанта / Д.П. Саган // Вестник науки. – 2019. – Т. 3. – № 6 (15). – С. 425–427.

14. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В.Н. Глущенко – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.

15. Орлов Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко – М.: Недра, 1991. – 225 с.

16. Макеев Г.А. Исследование водоизолирующих свойств материалов для карбонатных пластов / Г.А. Макеев, В.А. Санников // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 7. – С. 46–49.

17. Орлов Г.А. Исследование реологических и фильтрационных свойств обратных эмульсий для совершенствования направленного химического воздействия на слоисто-неоднородный пласт / Г.А. Орлов, М.Х. Мусабиров, Я.И. Сулейманов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1989. – С. 51–61.

18. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глуценко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов [и др.]. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 392 с.

19. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, А.Г. Нугайбеков [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 1997. – 137 с.

20. Nasr-El-Din H.A., Taylor K.C., Al-Hajji H.H. Propagation of Crosslinkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs // SPE-75257. – 2002.

21. Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. Laboratory Evaluation of In-Situ Gelled Acids for Carbonate Reservoirs // SPE-87331. – 2003.

22. Lessons Learned and Guidelines for Matrix Acidizing With Viscoelastic Surfactant Diversion in Carbonate Formations / H.A. Nasr-El-Din, J.B. Chesson, K.E. Cawiezel [et al.] // SPE 102468. – 2006.

23. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.

24. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющихся систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина,

А.В. Распопов [и др.] / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 19–28

25. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник //М.: Недра. – 1984.

26. Урманское нефтяное месторождение. – Текст: электронный //: сайт. – 2013. - URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142052-urmanskoe-neftyanoie-mestorozhdenie/> (дата обращения: 28.05.2022).

27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

28. Постановление Правительства РФ от 28 апреля 2020 г. N 601 Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом (с изменениями и дополнениями)

29. Постановление Министерства здравоохранения СССР от 31 декабря 1987 года N 794/33-82 Об утверждении основных положений о вахтовом методе организации работ

30. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

31. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха СНиП 41-01-2003 (с Поправкой)

32. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

34. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

35. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

36. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

37. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
38. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
39. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 903н Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.
40. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
42. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
43. МР 2.2.8.2127-06. Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
44. Расчет сопротивления заземления: Методическое указание к деловой игре №17 по курсу «Безопасность жизнедеятельности», «Основы безопасности труда» для студентов всех форм обучения всех специальностей/ В.С. Мушников, И.А. Дряхлова, В.С. Цеплев, В.В Вьюхин, А.О. Хоменко, Н.А. Шакирова, В.И. Лихтенштейн ; Екатеринбург, 2016.

Приложение А

(справочное)

The relevance of acid treatments based on self-bending formulations

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Савенков Никита Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	к. ф.-м. н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко Ирина Алексеевна	д. ф. н.		

Reasons for the inefficiency of acid treatments

Acid treatments are one of the simplest and most common chemical methods for intensifying oil production, restoring the productivity of producing and pumping wells. Despite the simplicity of the method, it is worth taking seriously the planning and conduct of acid treatments. The analysis of more than 650 acid treatments presented in the article [2] showed that in 73% of cases the reason for failures lies in the incorrect choice of acid treatment technology, while 27% of the reasons for failures relate to the incorrect choice of acid compositions, volumes and sequence of processing stages.

Acid treatments are carried out to solve the following tasks:

- reduction of the skin factor;
- increasing the hydroconductivity of low-permeable areas of the formation;
- alignment of the inflow profile of producing/intake profile of injection wells.

However, often conventional acid treatments do not lead to an effective solution of the above tasks. This is mainly due to the fact that the acid, when injected into the formation, preferably moves along the paths of least resistance, leaving untreated low-permeable areas, which ultimately leads to uneven treatment of the formation both in area and depth.

The unevenness of the interval processing is associated with the unevenness of the pick-up profile during acid treatment. In this case, the pickup profile of a particular interval is determined by the following factors:

- differences in permeability over the interval;
- differences in the size of the skin factor over the interval;
- differences in the reactivity of the rock over the interval;
- differences in reservoir pressures;
- differences in the viscosity of reservoir fluids;
- the presence of cracks;

- a combination of the above factors.

In addition, during acid treatment, with the gradual consumption of acid for reacting in a more "conducted" section, the pick-up of this section increases (the formation of dominant wormholes), preventing even more uniform processing of the entire productive interval. Repeated simple acid treatments do not lead to a significant improvement in the results of previous treatments. Thus, the heterogeneity of the treated interval mostly determines the uniformity of acid treatment. In many respects, this applies to horizontal wells and vertical wells with a large productive interval.

There is a need to carry out so-called directed acid treatments in order to uniformly increase the hydroconductivity of low-permeable sections of the bottom-hole zone of the formation.

Methods of directed acid treatments

When carrying out acid treatments, there are a number of factors that can be controlled to redirect acid flows to untreated areas for more uniform treatment, according to which a number of rejection methods are distinguished.

The simplest is MAPDIR (Maximum Pressure Differential and Injection Rates — maximum pressure gradient and injection rate), which, as can be seen from the definition, implies the injection of acid at the maximum possible injection rates without exceeding the hydraulic fracturing pressure. Despite numerous criticisms, this method has proven its effectiveness in stimulating wells with a productive interval up to 140 meters. However, it has its limitations and is suitable for stimulating wells with a limited difference in permeability over the productive interval.

Mechanical methods (for example, using packers, bridges) are considered the most effective and guaranteed methods of directed acid treatment. They consist in the mechanical blocking of the most conducted sections of the productive interval.

However, on the other hand, there are a number of disadvantages of these methods: technological complexity, high cost and large time costs for carrying out work.

Simpler from a technological and economic point of view is the use of sealing balls. This deviation method consists in temporarily blocking the perforation holes with balls in the interval of the highest pick-up (formation of the so-called temporary skin factor), and deflecting subsequent portions of acid into less conductive areas.

However, many factors should be taken into account when using sealing balls: the height of the perforation interval, the density of the perforations, the roundness of the perforations, the rate of injection, the removal of the balls from the well after processing.

In addition, it should be noted that it is impossible to use sealing balls in unsettled boreholes, as well as the limited use in cased horizontal trunks, where, due to the possible deposition of balls, difficulties arise in blocking perforations in the upper part of the trunk.

Coiled tubing is also an effective method of directed injection of acid into the desired interval, while this method is relatively simple in execution. In addition, the advantage is the speed of delivery of fluids to the reservoir. However, the following negative aspects should be taken into account: the inability to use sealing balls and solid particles, as well as the limitation of the injection rate.

The methods described above relate to methods that reject acid before entering the bottom-hole zone of the formation and have a number of limitations related to the structural features of wells, such as the presence of a gravel filter, unsettled trunks, horizontal boreholes.

From this point of view, chemical methods are universal (with the exception of methods using solid-phase particles) and, in fact, the only ones capable of regulating the processes occurring in the bottom-hole zone of the formation. The following chemical methods are now widely used: polymer-based gelling systems, acid injection technology using both polymer-based and emulsion-based "deflector

packs", acid emulsions, foam acid treatments, self-bending acid compositions based on viscoelastic surfactants.

The mechanism of rejection of these methods as a whole is based on blocking the most conducted sections with compositions with a viscosity (initial or formed during processing) sufficient to reject subsequent portions of acid into less conducted sections.

Foam acid systems are a two-phase system, where nitrogen gas or carbon dioxide acts as the dispersed phase. Being an effective method of deflection, they nevertheless require special control over the stability of the foam. The foam must have sufficient stability for a period of time before injection into the formation, or it requires the involvement of coiled tubing capable of producing rapid delivery of the foam acid system to the formation.

The technology with the use of "deflector packs" is simple in execution and consists in the preparation of viscous deflecting compounds, their injection into the reservoir and subsequent injection of acid.

Viscoelastic liquids based on polymers have a number of disadvantages, such as secondary colmatation of the treated collector and the complexity of the preparation of working solutions. Emulsions are partially devoid of the disadvantage associated with collector colmatation, but are even more limited by the application temperature, often not exceeding 80 ° C. The preparation of emulsions is also a rather complex process that requires additional equipment and the presence of a hydrocarbon phase. A common disadvantage of these methods is that the flow deflectors are inert to the rock and are "parasitic" volumes. The problem of "parasitic" volumes of flow deflectors is partially solved by using gelated and emulsified acids, but their injection into the low-permeable part of the collector is difficult due to their high viscosity and the associated high filtration resistance.

Therefore, when using acid compositions and emulsion deflectors coated with polymers, a number of application aspects should be taken into account: the need for destruction of high-viscosity systems after processing and their subsequent

removal from the PZP, limiting the rate of injection due to high initial viscosity, as well as the associated problems of the impossibility of pumping the entire planned volume of the composition due to a significant increase in pressure to the maximum acceptable. In the case of polymer systems, complications associated with colmatation of the bottom-hole zone of the formation by polymer molecules are possible.

Also, in most such systems, it is necessary to take into account the gelation time, an amount that is difficult to optimize so that gelation is delayed during pumping, but activated in the reservoir. Hence the increased energy costs when pumping viscous solutions.

It is worth noting that – especially when processing carbonate reservoirs – targeted injection of acid at the right interval does not guarantee its effective consumption in the reservoir, namely, the creation of a network of wormhole channels rather than dominant caverns. In addition, stimulation of water-saturated intervals is undesirable, respectively, there is a need for selective agents capable of blocking water-saturated areas and stimulating oil-saturated ones.

Recently, self-bending acid compositions (SOX) with the use of thickeners based on viscoelastic surfactants have shown high technological efficiency. The reasons for the attractiveness of this technology are as follows:

- Technological simplicity of acid treatment, the possibility of waste-free treatment;
- Uniformity of processing with the formation of an extensive network of wormhole channels, expressed in the efficiency of acid consumption;
- High rate of injection due to the rheological properties of the composition. With large shear loads, the viscosity decreases, when the loads are removed, the structure is restored and the viscosity increases;
- Selectivity of the technology.

The use of viscoelastic acid systems makes it possible to eliminate possible complications associated with traditional technologies of directed acid treatment,

and effectively solve the problems of increasing the hydroconductivity of low-permeable sections of the reservoir and leveling the inflow profile of producing / intake profile of injection wells.

Self-bending acid compositions

As mentioned above, the most expedient and effective is the use as deflectors of materials capable of changing their properties (primarily rheological) directly during acid treatment and providing a certain controllability of acidic effects on the formation.

An example of such materials are specific surfactants, on the basis of which acid treatment technologies have been created using self-bending acid systems. A viscoelastic self-deflecting acid system is a polymer-free deflection system consisting of hydrochloric acid mixed with a viscoelastic surface-active gel-forming agent. The basis of the action of such systems is the ability of surfactants to form a viscoelastic gel when acid interacts with carbonate rock. The resulting gel creates an effective local deviation of new portions of acid composition to previously untreated areas of the formation.

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

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

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

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

A number of factors contribute to the formation of worm-like micelles and their further growth: the presence of organic and inorganic salts, the pH value, the presence of surfactants, etc. These factors contribute to the gradual formation of a viscoelastic gel. The process of formation of worm-like micelles is shown in Figure 15.

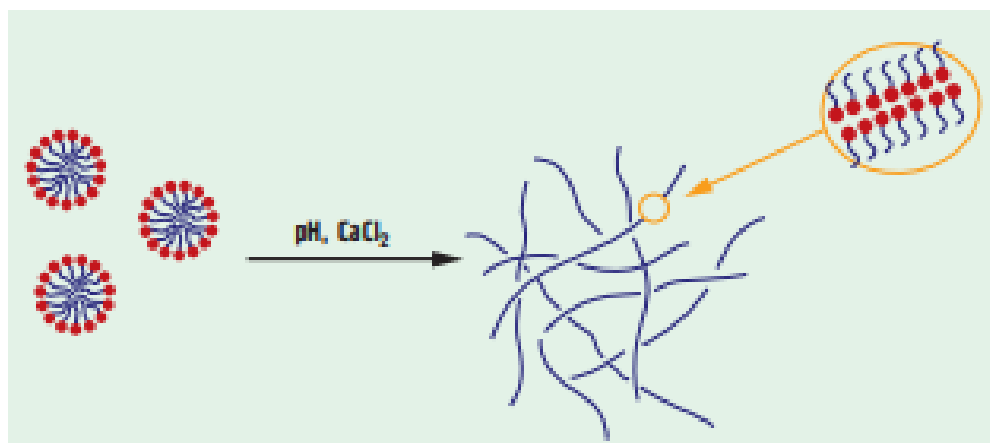


Figure 15 – Formation of worm-like micelles

An important feature of the self-bending acid composition is that the formed viscous barrier is temporary. The viscosity of the gel decreases as the acid is neutralized, as well as in contact with hydrocarbons. Thus, any possibility of damage to the filtration characteristics of the bottomhole zone is excluded.

MaxCO₃ Acid System* – Production Stimulation of Carbonate Formation. First Using in Russia

Uniform stimulation, optimum wormhole penetration, lack of residual contamination etc. are main indicators of successful matrix acidizing. Comprehensive approach and optimal solution are required to design successful matrix acidizing.

Acid treatments of critical matrix can be complicated in gas wells with a net pay up to 200 meters. The main feature of AGKM wells is the presence of the tailpipe. It overlaps production zone up to 80–90% and closes direct access to the middle and upper production intervals. That forces to perform acidizing through the bottom zone of formation and lift up the treating fluid along the annulus. It is impossible to do without effective diverting taking in consideration thief zones and natural fractures which are normal for carbonate formation. The unique formation properties are addition complicates beside wells construction that apply additional limitation to the technologies used, materials and equipment. Formation C2b consist high sour gases concentration it is up to 27% and CO₂ up to 15%. BHST about 110degC and abnormally high formation pressure which is up to 612 bars.

MaxCO₃ Acid System* was introduced to provide an effective diversion technique and maximize the acidizing effect when using of viscosity based systems is ineffective. Typically, this would be in wells with high injectivity contrast or with natural fractures.. Combination of “mechanical” diversion of solid part of MaxCO₃ System* with a chemical diversion of VDA* fluid can meet the requirements of highly fissured carbonate formation of Astrakhan filed in stronger diversion.

MaxCO₃ Acid* combines viscoelastic diverting acid (VDA) and degradable fibers J595. It is designed to temporary block or decrease leakoff into natural fractures and wormholes in carbonate reservoirs by creating fiber bridges in the perforation tunnels or in fractures and by increasing viscosity as the acid spends. In matrix acidizing, MaxCO₃ Acid* generates more uniform stimulation of naturally

fractured carbonate formations and reservoirs with high permeability contrast. It can be used in openhole or cased hole wells during matrix acidizing or acid fracturing. The MaxCO₃ Acid System* completely degrades after treatment is done by contact with formation water or hydrocarbons under formation temperature. Fibers J595 and VDA acid are polymer free components and don't create residual damage of formation. Because of all that unique properties MaxCO₃ Acid System* provides more uniform stimulation of carbonate formations.

The fiber component of MaxCO₃ Acid* is J595, a low density, nontoxic synthetic fiber. During the MaxCO₃ Acid* treatment, J595 generates a fibrous network which bridges across fissures and dominant wormholes, causing flow restrictions. Simultaneously VDA gains viscosity as the acid is spending in-situ conditions. This result in high viscosity and temporary plugging the wormholes and fissures in the formation. As a result zones which cannot be blocked with only chemical diversion are blocked with MaxCO₃ Acid System*, thus, directing the fresh acid to un-stimulated lower permeability areas. The based fluid for MaxCO₃ Acid System* is HCl acid therefore it can be used as a diverting or as a single stage treatment fluid. MaxCO₃ Acid System* is compatible with most Schlumberger fluid systems such as corrosion inhibitors, iron stabilizers, non-emulsifiers etc.

The well X1 have been used from Y2009. Some scales and precipitates have been formed since in production. It became a reason of temporary production tubing plugging at the depth 3936 m. The artificial bottom is 3985 m. End of tailpipe is at the depth 3943 m and it allows a direct access to 42 m of openhole section from 141 m total. To achieve maximum result of treatment it was decided to perform wellbore cleanout and MaxCO₃* matrix acidizing with Schlumberger Coiled Tubing Services.

Current production of the well have been modeled with Schlumberger software WellBook. Production forecast showed possibility to increase gas production up to 3.5 times of current production. In terms of zone coverage and skin reduction, the schedule was optimized using WellBook software.

As a result of optimization the final multistage schedule consisted three HCl 15% stage 17 m³ each and three diverting stages based on MaxCO₃ Acid System*/VDA 20 m³ each. Total volume of acid based stage was 120 m³.

The job was done in a few steps. During first stage well was cleaned out from scales and debris with CT service and production tubing was pickled at the end of clean out to reduce iron volume. After clean out was done the multistage acidizing have been performed. Critical parameters were recorded and analyzed and it was corrected and matched with design. After treatment has been done the well was closed for 11 hours for complete MacCO₃ Acid System* degradation. After that flowback was performed. No any residual elements of MaxCO₃ Acid System* such as gelled acid or fibers was observed during flowback. Production rate after stimulation was stabilized on the value of 3.4x of original production which is match design (Figure 16).

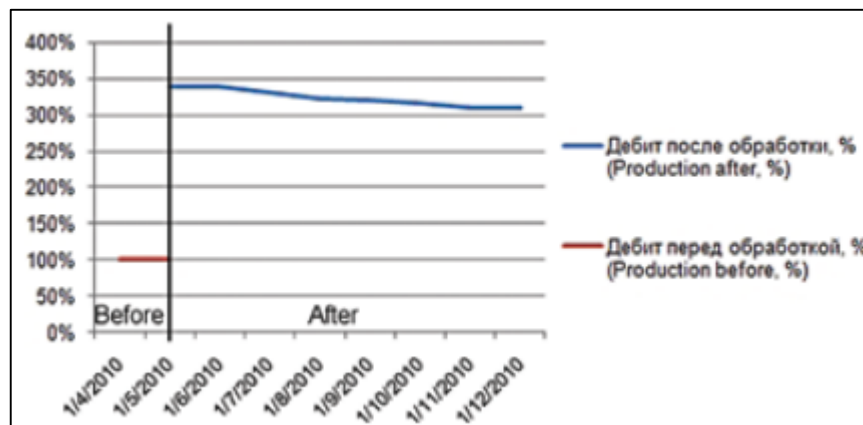


Figure 16 – Production rate before and after acidizing

Treatment performed on the well X1 proved efficiency of new Schlumberger technology MaxCO₃ Acid System*.