

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

УДК 622.245.544-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Классен Вячеслав Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Классен Вячеславу Вячеславовичу

Тема работы:

Технологическое обоснование и применение кислотных обработок призабойной зоны пластов на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.03.2019, 2023/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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></p>	<p>Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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>История внедрения кислотной обработки; современный отечественный и зарубежный опыт применения солянокислотных и глиноокислотных обработок; определение и характеристика карбонатных и терригенных коллекторов; основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригенного и карбонатного пластов; требования к скважинам кандидатам для кислотного воздействия; технология проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта; физико–химические основы солянокислотной и глиноокислотной обработки; комплексная обработка призабойной зоны пласта.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
«Описание и опыт применения технологии обработки призабойной зоны кислотными композициями»	Максимова Юлия Анатольевна
«Технологические особенности обработки призабойной зоны кислотными составами»	Максимова Юлия Анатольевна
«Технологическое обоснование применения кислотных обработок в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности разработки месторождений»	Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
--

«Описание и опыт применения технологии обработки призабойной зоны кислотными композициями»
«Технологические особенности обработки призабойной зоны кислотными составами»
«Технологическое обоснование применения кислотных обработок в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности разработки месторождений»
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»
«Социальная ответственность»

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>19.03.2019</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		19.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Классен Вячеслав Вячеславович		19.03.2019

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования высшее
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.03.2019	1. Описание и опыт применения технологии обработки призабойной зоны кислотными композициями	25
11.04.2019	2. Технологические особенности обработки призабойной зоны кислотными составами	25
22.04.2019	3. Технологическое обоснование применения кислотных обработок в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности разработки месторождений	25
02.05.2019	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.05.2019	5. Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГТМ – геолого-технические мероприятия

КО – кислотная обработка

СКО – солянокислотная обработка

ГКО – глинокислотная обработка

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПАА – полиакриламид

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ППД – поддержание пластового давления

МРП – межремонтный период

КРС – капитальный ремонт скважин

БРС – быстроразъёмные соединения

БФФА – бифторид фторид аммония

ПДК – предельно-допустимая концентрация

ПДВ – предельно-допустимые выбросы

ПДС – предельно-допустимые сбросы

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 страниц, в том числе 10 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 21 источник.

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, порода, ПЗП, скважина, кислотная обработка, комплексная обработка, соляная кислота, глинокислота, карбонатный коллектор, терригенный коллектор, ГТМ, загрязнение.

Объектом исследования является призабойная зона терригенного и карбонатного пласта, на которых применяется кислотная обработка.

Цель работы – технологическое обоснование и анализ применения кислотных обработок призабойной зоны пластов на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы технологии проведения кислотных обработок призабойной зоны терригенного и карбонатного пласта, а также основные принципы подбора скважин, эффективных химических композиций и дизайна обработки для обоснования технологической эффективности.

В результате исследования было обосновано применение кислотных обработок призабойной зоны пласта, даны рекомендации по избирательному выбору подходящей технологии и оптимального кислотного состава, предоставлена обобщённый процесс принятия решений, для достижения максимальной эффективности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: работы по кислотной обработке проводят при использовании кислот, а также других реагентов, стабилизаторов, интенсификаторов и поверхностно-активных веществ. Закачиваемых в призабойную зону.

Область применения: данные технологии эффективно применять на любых стадиях разработки месторождения, при различных загрязнениях призабойных зон карбонатных и терригенных пластов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОПИСАНИЕ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ	13
1.1. История внедрения кислотной обработки.....	13
1.2. Современный отечественный и зарубежный опыт применения солянокислотных и глинокислотных обработок.....	15
1.3. Определение и характеристика карбонатных и терригенных коллекторов.....	16
1.4. Основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригенного и карбонатного пластов	18
1.4.1. Фильтрат бурового раствора	19
1.4.2. Солеотложения в пласте	20
1.4.3. Кольматация в ходе текущего и капитального ремонта скважин	22
1.4.4. Суффозия глинистых частиц	23
1.4.5. Водная блокада и набухание глин	24
1.4.6. Осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений	25
1.4.7. Влияние высоких депрессий при повышенном газовом факторе.....	26
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ.....	28
2.1. Требования к скважинам кандидатам для кислотного воздействия.....	28
Общие положения	28
2.1.1. Выбор скважин под обработку призабойной зоны кислотными составами.....	28
2.2. Технология проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта	32
2.3. Физико–химические основы солянокислотной и глинокислотной обработки.....	32
2.3.1. Механизм действия и описание солянокислотной обработки	32
2.3.2. Механизм действия и описание глинокислотной обработки.....	39
2.4. Комплексная обработка призабойной зоны пласта.....	40
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАДИЙНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
4.1. Данные для расчёта экономической эффективности	55
4.2. Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок	57
4.3. Расчёт чистой прибыли предприятия	58
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1. Производственная безопасность при проведении кислотной обработки	62

5.1.1	Анализ вредных производственных факторов	63
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов	64
5.1.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	66
5.2	Экологическая безопасность	67
5.3	Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	69
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		73

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири всё чаще приходится сталкиваться с проблемой снижения добычи. Появление этой проблемы связано с различными причинами, но в большей степени это выражается в снижении проницаемости, коэффициента продуктивности из-за ряда осложнений, возникающих в призабойной зоне пласта (ПЗП) (в основном: поглощение фильтрата бурового раствора, солеотложения, суффозия глинистых частиц и последствия ремонтов скважин). Появляется необходимость проведения работ по увеличению или восстановлению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта.

Кислотная обработка ПЗП является решением проблемы её загрязнения. Обработка призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями представляет наиболее распространённый, относительно недорогой и простой метод улучшения фильтрационных характеристик и повышения производительности скважин, основанный на взаимодействии водного раствора кислот с минералами скелета породы и привнесёнными веществами, блокирующими пути течения флюидов. Такой метод эффективен на любых этапах разработки залежи, применяется для воздействия как на карбонатные, так и на терригенные пласты. На большинстве месторождений Западной Сибири из общего числа геолого-технических мероприятий (ГТМ) доля кислотных обработок занимает около 60–80%.

Ввиду разнообразности коллекторов, условий залегания пласта, а также процесса бурения, освоения и эксплуатации скважин необходимо правильно выбрать дизайн ОПЗ и подобрать реагенты с учётом природы кольматанта и причины снижения продуктивности. В зависимости от предназначения выбирают содержание и состав кислотной композиции для обработки ПЗП.

Несмотря на изученность данного вида ГТМ, ОПЗ пласта кислотами является сложным технологическим процессом, который требует проведения комплексного анализа многих факторов с дальнейшим обоснованием адекватности, рациональности и экономической выгоды принимаемых

технологических решений, чтобы добиться максимальной эффективности от кислотной обработки.

1. ОПИСАНИЕ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

1.1. История внедрения кислотной обработки

В мировой истории первое упоминание о кислотных ОПЗ пласта пришлось на 1895 год. Автором созданного метода повышения производительности скважин стал учёный, главный химик нефтеперерабатывающего завода Solar американской нефтяной компании Standard Oil Герман Фреш. Технология кислотной обработки была испытана в 1895 году, но в результате появилось образование коррозии на скважинном оборудовании. Патент был получен Германом Фреш в 1896 году. Данный патент имеет отношение к соляной кислоте и её взаимодействию с карбонатами.

Для того, чтобы метод кислотной обработки (КО) призабойной зоны пласта был оценен по существу, с учётом различных проб и ошибок, потребовалось тридцать лет. В 1934 году в СССР одним из перспективных методов повышения интенсификации притока скважин стала солянокислотная обработка (СКО), и была испытана на месторождении Верхнечусовские городки в скважине, продуктивный пласт которой сложен из карбонатных отложений. С 1947 году очень частое использование СКО было на Бакинских промыслах, где пласты были сложены из терригенных пород. Но естественно лучшие результаты повышения добычи были показаны при обработке карбонатных пород, например, на месторождениях Удмуртии. Большой вклад в исследовании и развитии кислотных обработок на месторождениях Удмуртии внёс Сучков Борис Михайлович, который являлся сначала научным сотрудником ТатНИПИнефть, а далее стал директором института УдмуртНИПИнефть.

В Западной Сибири заключено большинство запасов нефти (около 65 %) и газа (около 91 %) России. Одними из основоположников кислотных ОПЗ на месторождениях Западной Сибири были Феликс Григорьевич Аржанов – начальник Главтюменнефтегаза, и главный геолог Юрий Борисович Фаин.

Солянокислотные и глинокислотные обработки (ГКО) проводились на Мухновском нефтепромысле в 50-х, 60-х годах XX века.

В XX веке также стали применять и другие виды кислотных обработок. К примеру ГКО, которая включает соляную и плавиковую композиции и даёт большой результат при обработке терригенных коллекторов. Начали испытывать кислотные ОПЗ (с применением для низкопроницаемых пластов) на основе соляной (HCl) и грязевой (HF) кислот с добавкой стабилизаторов (лимонная, уксусная кислота) стандартизированных концентраций и объемов, но ещё низкое внимание было уделено к времени реакции и способам освоения, наблюдение за видами и способами ОПЗ было только со стороны отделов нефтепромысловой химии.

С каждым годом КО только наращивали обороты и становились более рентабельны в связи с исчерпанием запасов и всё большими проявлениями осложнений различного рода в ПЗП. Стала появляться заинтересованность в совершенствовании (со стороны геологической службы) качества проведения ОПЗ, начали поступать предложения по подбору конкретных типов ОПЗ для каждого случая проведения обработок в зависимости от пластовых условий и от составляющих породу минералов.

А уже в первом десятилетии XXI века кислотные обработки вышли на новый уровень и стали одним из самых рентабельных методов повышения интенсификации притока к скважине. В настоящее время большой актуальностью стали пользоваться методы комплексной обработки призабойной зоны пласта, потому что источники и материалы загрязнения имеют различную природу, и воздействовать только одной кислотной композицией стало практически не эффективно. Такие методы предполагают одновременное воздействие на различные типы веществ, загрязняющих призабойную зону пласта (против солей с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), набухающих глин и водных блокад). ОПЗ стало более направленным и узким, что позволяет повысить эффективность работ. Изобретаются новые кислотные составы, включающие полиакриламид (ПАА) и различные поверхностно-

активные вещества (ПАВ). Например, «Химеко ТК-2», «Химеко ГК» (разработаны в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), «АС-CSE-1313» (ООО «Химсервисинжиниринг») и др. Но из-за большой стоимости новых кислотных составов, до сих пор широкое применение находят совместное проведение ГКО и СКО с добавлениями ПАВ.

1.2. Современный отечественный и зарубежный опыт применения солянокислотных и глинокислотных обработок

В настоящее время СКО и ГКО имеют огромное распространение в Западной Сибири, а также в России и во всём мире. Многочисленный опыт работ подчёркивает эффективность данных кислотных составов и их широкое применение.

Несмотря на низкое содержание карбонатов (от 2 до 4 %) в цементе терригенных пород на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», растворимость пород в соляной кислоте может достигать значительных величин. Исследования фирмы VJ-сервис показали, что растворимость в кислоте пород месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» колеблется от 8 до 29 %. Значительный разброс означает, что для ряда месторождений обработка соляной кислотой бесполезна в силу малой растворимости пород, для других месторождений при обработке соляной кислотой можно достичь существенного разрушения скелета породы и смятие её под действием горного давления. Более предпочтительной для условий пластов ООО «РН-Юганскнефтегаз» ввиду высокого содержания в них алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимости воздействовать именно на скелет породы является глинокислотная обработка. За двухгодовой период солянокислотная обработка совместно с поверхностно-активными веществами (ПАВ) была применена на 731 скважине месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», средний прирост дебита нефти составил 10,5 т/сут, а глинокислотная на 102 скважинах имела средний прирост 8,5 т/сут.

После проведения в НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» мероприятий по обработке ПЗП позволило увеличить добычу нефти на 1230,6 т.

В 2015 году на Самотлорском месторождении было проведено 235 скважино-операций по кислотной обработке, при этом коэффициент эффективности составил 40 %, а средний прирост нефти 2,6 т/сут. В среднем по всем объектам разработки Самотлорского месторождения удельная дополнительная добыча составила 425,5 тонн нефти на одну скважино-операцию.

В этом же году на Приразломном месторождении за 4 месяца было обработано 16 скважин глинокислотой и 43 скважины соляной кислотой, прирост составил 13 т/сут. Вместе кислотные обработки (СКО и ГКО) составили 60% от общего числа ГТМ.

На месторождениях ПАО АНК «Башнефть» с 2015 года по 2016 год было проведено 104 скважино-операции по кислотной обработке, средний прирост дебита нефти получится около 2,57 т/сут.

На Красноленинском месторождении в 2016 году провели сравнение двух видов ГТМ: гидравлический разрыв пласта (ГРП) и КО. После ГРП средний дебит снизился с 3,5 т/сут до 1 т/сут, а после КО – прирост дебита составил 6 т/сут.

На Волковском месторождении в период с 2013 по 2017 гг. было проведено 32 скважино-операции по СКО, и 17 скважино-операций по ГКО дополнительная добыча нефти составила 274,2 т и 771,3 тонн соответственно.

На нефтяном месторождении Чанцин, в Китае, по данным журнала «WU Xiongjun», эффективность после проведения КО в 2016 году достигла хороших результатов. В среднем дебит вырос на 2,7 т/сут.

Но также бывают и отрицательные результаты применения кислотных ОПЗ. Так на Средне-Хулымском месторождении в период 2013–2016 гг. при обработке 39 добывающих скважин, рентабельный прирост дебита был только в 60 % работ, а средний прирост по всему месторождению остался прежним.

1.3. Определение и характеристика карбонатных и терригенных коллекторов

Терригенные коллекторы

Терригенные осадочные породы представляют собой образования, полностью или частично состоящие из кремнезема. Обычно эти породы вмещают в себя минералы: кварц SiO_2 (20–70 %); глины (3–40 %), представленные обычно каолинитом $\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$, иллитом, монтмориллонитом; полевые шпаты (25–60 %), представленные ортоклазом $\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$, альбитом $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$, глауконитом; карбонаты (0–30 %), представленные кальцитом и доломитом; слюды (1–10 %), представленные биотитом и мусковитом; сульфаты и прочие минералы (до 5 %), представленные гипсом $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и различными оксидами железа Fe_2O_3 . Эти породы часто содержат обильные остатки организмов.

Терригенные коллекторы являются широко распространёнными как в Западной Сибири, так и во всей России. Они включают до 55 % мировых запасов нефти и 75 % запасов газа. Но терригенная порода имеет проблемы при разработке и эксплуатации. Это связано с тем, что она является низкопроницаемой (0–10 мД), сильно заглинизированной (около 25 %), полиминеральной и имеет кольматанты техногенного происхождения. Всё это негативно сказывается на ФЕС и процессе добычи. Структура преобладающего большинства пространства поровая. От типа и состава цемента, гранулометрического состава, упаковки и окатанности зёрен зависят ФЕС терригенных пород.

Карбонатные коллекторы

Карбонатные породы имеют также большое распространение. Основными минералами, слагающими карбонатный коллектор, являются: кальцит (CaCO_3), магнезит (MgCO_3) и доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), а также возможны различные примеси и включения, в виде обломочных материалов, глинистых прослоев.

Зачастую, чтобы отнести породу к карбонатному виду, содержание в ней карбонатного материала должно превышать пятьдесят процентов. Карбонатные коллекторы очень легко реагируют с водными растворами соляной кислоты, и другими веществами, которые имеют химическую активность взаимодействия с доломитом, магнезитом и кальцитом. Структура пространства имеет слоистую и

зональную неоднородность выше, чем у терригенных коллекторов и выражена субкапиллярами, трещинами и кавернами. Свойства карбонатного коллектора определяются условиями первичной седиментационных процессов, которые влияют на создание и развитие, трещин, каверн.

В терригенных коллекторах, несмотря на проведение КО, ухудшение проницаемости в значительной мере необратимо, а в карбонатных коллекторах применение СКО, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее. Но абсолютно все коллекторы, в той или иной мере, подвержены загрязнению призабойной зоны, что и является основной проблемой при эксплуатации нефтяных месторождений.

1.4. Основные предпосылки и причины загрязнения призабойной зоны терригенного и карбонатного пластов

По современному опыту и опыту прошлых лет известно, что приемистость нагнетательных и продуктивность добывающих скважин имеют тенденцию к снижению и значительно отличаются от ожидаемых плановых показателей в результате механического воздействия на пласт (после закачки в пласт не подходящей по нормам количества взвешенных частиц воды, проведения бурения с использованием глинистого раствора, работ по повышению производительности скважин, глушения не подходящим раствором, некачественного освоения, при эксплуатации скважин) и биохимических взаимодействий.

В процессе разбуривания гордых пород, ремонтно-изоляционных работах, а также гидравлическом разрыве пласта важнейшей причиной осложнения является возникновение осадка. При перфорации, тампонировании, вскрытии продуктивного пласта, глинистая часть бурового раствора создаёт на стенках скважин корку, а из-за коагуляции пород закупоривает поровое пространство. При несоблюдении надлежащего режима кислотных обработок возможно выпадение солей, кварцевых и силикатных соединений.

При эксплуатации добывающих нефтяных скважин призабойные зоны могут засоряться смолопарафиновыми соединениями, высокомолекулярными компонентами, такими как асфальтены, которые присутствуют в самой нефти.

В результате анализа процесса нагнетания воды, было установлено, что фильтрационные каналы в призабойной зоне пласта забиваются привнесёнными компонентами (частицами), при их концентрации в закачиваемой воде более 30 мг/л. Также большой проблемой являются солеотложения, возникающие в призабойной зоне из-за несовместимости пластовых вод различного состава с жидкостью глушения.

Биохимическое взаимодействие включает в себя продукты жизнедеятельности и разложения микроорганизмов, различные соединения серы (меркаптаны, сульфиды, сульфаты и др.), которые также снижают гидропроводность пласта.

1.4.1. Фильтрат бурового раствора

Фильтрат бурового раствора просачивается через пласт-коллектор и образует на стенках скважины глинистую корку, а также существенно увеличивает затраты и риски при бурении и освоении, а, чтобы их предупредить или ликвидировать, необходимо использовать различные методы, которые направлены на сохранение бурового раствора в стволе скважины и на предотвращение дальнейшего трещинообразования.

При подъёме бурового раствора вверх (зеленые стрелки на рисунке 1) происходит его взаимодействие стволом скважины. Зачастую, при бурении используется превышение давления ствола скважины над пластовым, что не допускает притока в скважину пластовой жидкости.

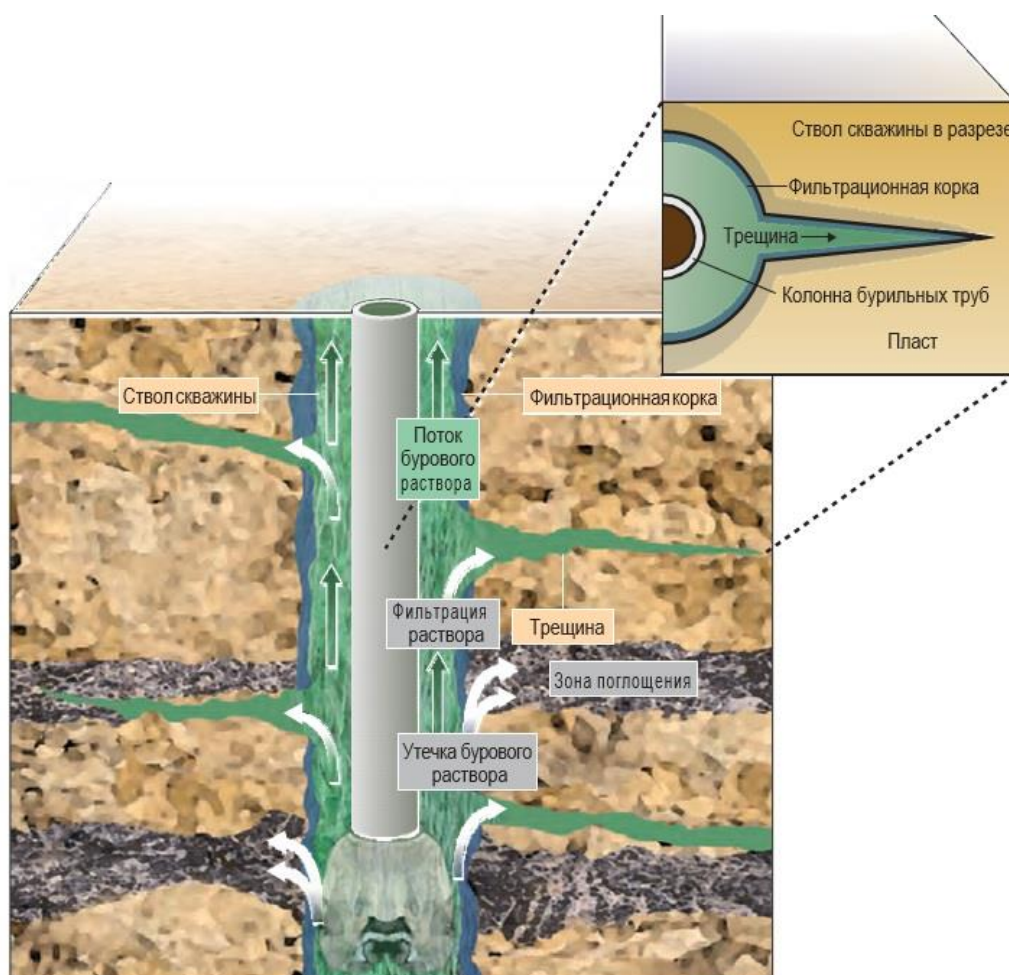


Рисунок 1 – Механизмы ухода бурового раствора из скважины

Механизм ухода бурового раствора (белые стрелки на рисунке 1) в зоны поглощения может проходить двумя путями. Первый путь – это поглощение жидкого компонента проницаемой породой и образование фильтрационной корки на стенке ствола скважины (твёрдый компонент и эмульсия) с помощью адгезионной способности породы. В низкопроницаемых породах явление утечки бурового раствора будет проявляться в меньшей степени, но потеря циркуляции всё же может происходить, если порода имеет каверны, большое количество трещин и пустот. Второй путь – если давление ствола скважины выше давления разрыва породы, то образование трещин и каверн является естественным результатом.

В результате двух путей возможно дальнейшее трещинообразование и усиление поглощения раствора, что является достаточно большой проблемой.

1.4.2. Солеотложения в пласте

Солеотложения – это осадённые соли, которые образуются в виде накипи

на обсадных трубах, другом скважинном оборудовании и в ПЗП, значительно осложняя движение жидкости, забивая перфорационные каналы и внутреннюю полость скважины.

В большинстве случаев солеотложения на нефтяных месторождениях Западной Сибири формируется двумя путями: 1) путем прямого осаждения из вод, находящихся в пустотах и порах пород; 2) как результат перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, такими как Na_2CO_3 , CaCl_2 , BaSO_4 и др., при контакте двух несовместимых вод на забое скважин (рисунок 2).

В процессе осаждения солей ключевым фактором является – вода, так как она отличный растворитель и может переносить в себе большое количество растворённых минералов в том числе и солей. Пластовые воды при контакте с породой увлекают за собой различные компоненты скелета, что приводит к образованию растворов, насыщенными ионами. Грунтовые воды и воды, которые залегают достаточно неглубоко значительно отличаются по своим свойствам и химическому составу от глубоко залегающих пластовых вод.

Пластовые воды обогащаются ионами из-за влияния процесса ионного обмена со скелетом породы. Вода в карбонатных породах, часто имеет избыточное содержание катионов кальция и магния (Ca^{++} , Mg^{++}). В пластовых водах терригенных пород в основном содержатся катионы натрия (Na^+), и бария (Ba^{++}). При смешивании двух несовместимых по составу и свойствам вод (нагнетаемых и пластовых) происходит образование солеотложений, в связи с усилением растворимости одной или нескольких составляющих раствора. С увеличением температуры растворимость минералов в воде соответственно увеличивается. При высоких температурах разлагается большое количество ионов, а уменьшение давления – является следствием снижения растворимости.

По экспериментальным данным, можно получить приблизительное правило – растворимость минералов снижается в 2 раза на каждые 48 МПа снижения давления. Многие минералы не подчиняются данному правилу. Например, карбонат кальция (CaCO_3) имеет прямо противоположную

зависимость в виде увеличения растворимости с уменьшением температуры.

Большое количество скважин работают при давлении на забое меньше давления насыщения нефти газом. В общем случае, при снижении давления, CO_2 выделяется из жидкой фазы, таким образом вызывая рост pH, что способствует образованию осадка – кальцита. Солеотложения снижают проходимость фильтрационных каналов, ухудшая проницаемость ПЗП.

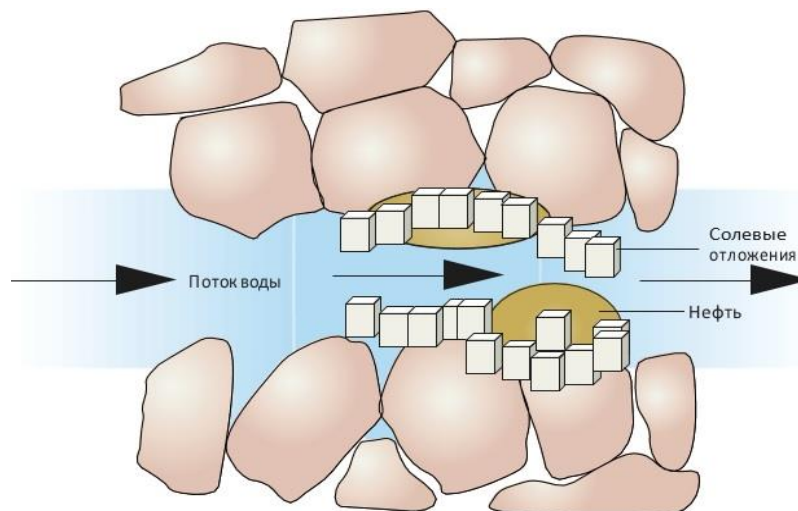


Рисунок 2 – Воздействие солей на породу

1.4.3. Кольматация в ходе текущего и капитального ремонта скважин

В ходе работ по очистке забоя происходит механический кольматаж, частицы бурового шлама проникают в пласт забивая поры ПЗП на расстоянии от забоя не более 10 м., а в трещиноватых коллекторах могут просачиваться достаточно глубоко (до нескольких десятков метров), что зависит от конфигурации трещин и от перепада давления (рисунок 3).

Применение растворов глушения, которые несовместимы с пластовой водой – является одной из основных причин отложения солей. Данные растворы могут быть на кальциевой основе и включать CaCl_2 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, а также содержание в пластовой воде NaHCO_3 . Кальцит откладывается в ПЗП и погружном оборудовании из-за термодинамического дисбаланса в добываемой пластовых флюидов, при снижении забойного давления ниже давления насыщения, при дальнейшем разгазировании и обязательно в перенасыщенном состоянии ионов солей в воде. Необходимым условием для определения

возможности солеобразования, нерастворимого в воде и приводящего к снижению проницаемости ПЗП, является наличие информации об ионном составе раствора глушения и пластовой воды. Чтобы предотвратить образование солей в процессе глушения, необходимо добавлять в раствор глушения ингибиторы солеотложений.

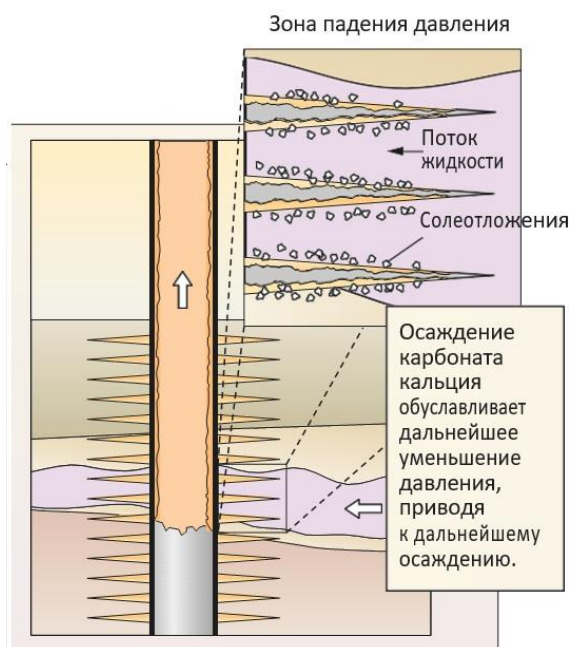


Рисунок 3 – Солеотложения при капитальном ремонте скважин

1.4.4. Суффозия глинистых частиц

Явление засорения капилляров, трещин гидравлического разрыва пласта и притрещинных зон, вынесенными водой глинистыми частицами (рисунок 4). Пластовая вода, при движении по проницаемым зонам, трещинам, кавернам, поровому пространству наносит огромный урон скелету породы. Из пород вымываются составляющие их мелкие частицы.

Суффозия бывает двух видов: физическая (механическая) и химическая.

При действии физической суффозии вода, проходящая по фильтрационному пространству, соприкасаясь с породой разваливает некоторые её части и уносит их, а при химической – вода растворяет частицы пород и также уносит их.

В основном данные виды суффозии встречаются в совместном виде, называясь химико-механическая суффозия. Она может проявляться как в карбонатных, так и в терригенных породах, вымывая песчаные частицы и глины,

растворяя доломит или известняк. Активное растворение происходит из-за наличия в пластовой воде минеральных или органических кислот.

Суффозионные явления зависят от скорости движения пластовой воды и от гидродинамического давления. При большом гидродинамическом давлении и при скорости движения воды выше критического значения, проявление суффозионных явлений становится намного активнее.

Процесс механической суффозии в разнозернистом песке происходит следующим образом. Структурный состав песка разнообразен и включает частицы различного диаметра. В упаковке скелета породы крупными частицами проявляется наличие большого размера поровые пространства и трещины, которые легко пропускают через себя частицы меньшего размера под действием течения пластовой воды.

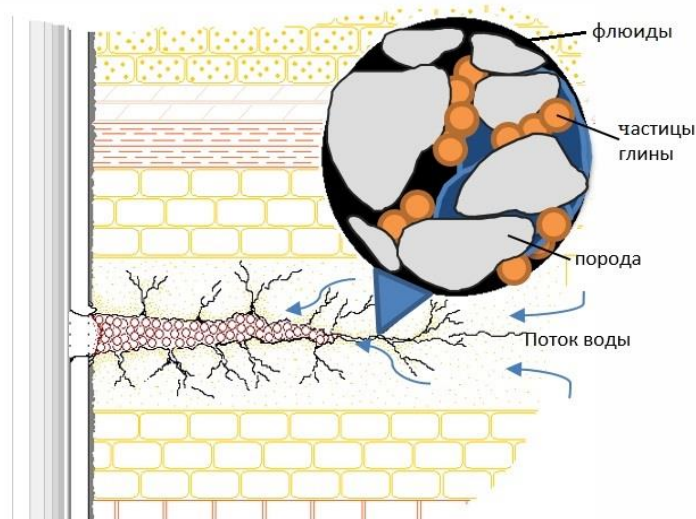


Рисунок 4 – Закупоривание трещин и пор в результате суффозии

1.4.5. Водная блокада и набухание глин

При воздействии водными растворами при перенасыщении призабойной зоны пласта (ПЗП), при многократном и/или некачественном глушении, происходит формирование на поверхности породы пленки рыхлосвязанной воды, снижающей объем порового пространства пласта (рисунок 5).

Водная блокада образуется в результате насыщения водными растворами глушения породы, а также капиллярного насыщения. Особенно часто это проявляется в низкопроницаемых пластах, в которых наличие капиллярных

явлений имеет огромное влияние. Образование водной блокады связано с насыщением водными растворами глушения породы из-за капиллярного насыщения. Следовательно, увеличивается водонасыщенность пористой среды призабойной зоны пласта, и, таким образом, происходит снижение фазовой проницаемости нефти и повышение обводненности добываемой продукции после глушения.



Рисунок 5 – Рыхлосвязанная вода (блокировка течения флюидов)

Набухание глин объясняется их гидратацией. Вода проникает в чешуйки глин и создает между чешуйками гидратные пленки. Так как удельная поверхность глин значительна (в силу того, что глина состоит из многочисленных чешуек), глины набухают очень сильно. Процесс набухания глин влияет на устойчивость стенок скважин и на качество вскрытия призабойной зон пласта, приводит к увеличению давления, развиваемого набухшим образцом и к снижению пористости и проницаемости породы во много раз.

1.4.6. Осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений

В состав АСПО входят: асфальтосмолистые соединения, механические примеси, парафины метанового ряда (от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$), силикагелевые смолы и вода. Они выпадают из нефти из-за резкого изменения термодинамических параметров, в основном это температура и давление. После выделения АСПО оседают на поверхности породы и оборудования, создавая огромные сопротивления движению потока флюидов (рисунок 6).

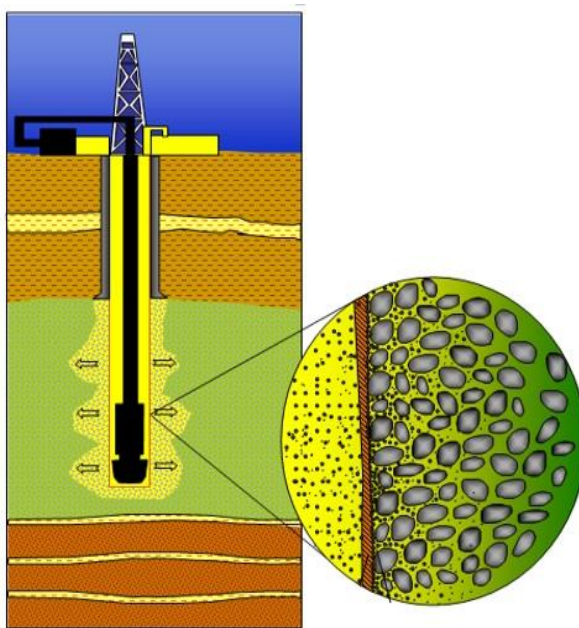


Рисунок 6 – Осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений

Изменение скорости движения газожидкостной смеси, снижение температуры и давления, определённое соотношение объёмов отдельных составляющих потока флюида (нефть, газ, вода) – являются основными факторами, которые влияют на силу и активность выделения АСПО. Огромное влияние оказывает разница между устьевой температурой (T_y) и температурой насыщения нефти парафином ($T_{ннп}$). Выпадение АСПО начинается при условии, что $T_y = T_{ннп}$. Если $T_y > T_{ннп}$ то АСПО в основном выделяются на поверхностном оборудовании и трубопроводе, а при $T_y < T_{ннп}$ – выделяются в НКТ и ПЗП.

1.4.7. Влияние высоких депрессий при повышенном газовом факторе

При создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине увеличивается, и забойное давление еще более уменьшается, что способствует дальнейшему росту газовой шапки и дальнейшему снижению забойного давления. Т. е. возникает положительная обратная связь. Это, в конечном счете, приводит к созданию условий для засорения ПЗП. При высоких депрессиях в пласте происходит нарушение границ разделов фаз (т.е. газо- и водонефтяных контактов). При резких перепадах давления, и высоких депрессиях возможен прорыв газа и/или воды в скважину, потому что у газа и воды подвижность лучше, чем у нефти, следовательно, дебит

нефти снизится, а дебит газа и/или воды стать огромным (из-за оттеснения нефти). Большая депрессия, вызванная повышенным значением газового фактора, увеличивает скорость движения флюидов, усиливается процесс приноса песчаных частиц и других веществ в призабойную зону пласта, забивая поры и трещины.

Загрязнение призабойной зоны ухудшает ФЕС пласта, фильтрацию жидкости в системе «скважина-пласт», тем самым затрудняет добычу нефти и закачку воды.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ

2.1. Требования к скважинам кандидатам для кислотного воздействия

Общие положения

Организация процессов кислотных обработок включает в себя управление группой процессов, выполняемых различными подразделениями ООО «РН-Юганскнефтегаз» и включает следующие отдельные операции:

- Выбор скважин для кислотного воздействия.
- Выбор технологии воздействия.
- Проведение дополнительных исследований скважин, назначенных для проведения работ по кислотному ОПЗ.
- Контроль функционирования системы обеспечения качества.
- Непосредственный контроль проведения работ.
- Количественная оценка качества проведенных работ.

Гидродинамический параметр, который характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в ПЗП (что приводит к снижению добычи) является скин-фактор (S). Причинами скин-фактора могут являться: турбулентное течение, сжатие скелета породы, гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, разгазирование жидкости и основная причина – это загрязнение призабойной зоны пласта. Кислотные обработки проводятся при значениях скин-фактора от 0 до 5. Предел результата, которого можно достичь от кислотной обработки, может быть $S = -3$. Скин-фактор рассчитывается и интерпретируется в организациях, которые проводят гидродинамические исследования скважин и анализ полученных данных.

Стр. 29 – 31 удалены, так как содержат коммерческую тайну.

2.1.1. Выбор скважин под обработку призабойной зоны кислотными составами

Выбор скважин для ОПЗ производится в последовательности, соответствующей приоритету, установленному геологической службой ООО

«РН-Юганскнефтегаз» для конкретной стадии эксплуатации. Приоритет может быть изменен в зависимости от текущей задачи разработки. Ниже приводится последовательность выбора, отвечающая требованиям быстрого и качественного формирования списка скважин, подлежащих кислотному ОПЗ в геологических службах цехов добычи. Далее, при поступлении в ООО «РН-Юганскнефтегаз», список ранжируется в соответствии с действующим приоритетом.

I-й этап: Отбор скважин, безусловно требующих кислотного воздействия.

На первом этапе, из всего фонда выбираются скважины, необходимость кислотного воздействия на которых не вызывает сомнения и выбор которых не требует дополнительного продолжительного анализа. Необходимо очистить рассматриваемый фонд от этих «легких» скважин для того, чтобы резко сократить базу для анализа и объем необходимой аналитической работы.

- Вводимые в эксплуатацию из бурения.
- Скважины, выводимые из бездействия.
- Солеотлагающие скважины, как потерявшие дебит в результате ухудшения работы оборудования, так и скважины со снижением притока жидкости из пласта, встающие на ремонт в текущем месяце.
- Скважины, по которым в результате гидродинамических исследований установлен реальный скин-фактор.
- Скважины, не вышедшие на расчетную производительность.
- Скважины, переводимые из добывающего фонда в нагнетательный.
- Нагнетательные скважины, назначенные для проведения работ по ПНП, где необходимо увеличение приемистости.

II-й этап: Отбор скважин, требующих обоснования необходимости кислотной ОПЗ.

В этой группе много типов скважин и достаточно много аналитической работы. Рекомендуется начать выбор с добывающего фонда скважин.

Произвести отбор скважин, по которым произошло снижение производительности, значительно уменьшая рассматриваемый фонд. Остальные

скважины, работающие в нормальном режиме, в рассмотрении участия принимать не будут.

Из оставшегося списка скважин в первую очередь необходимо вычлениить скважины, которые недавно были выведены из бурения или на которых недавно были проведены какие-либо геолого-технические мероприятия (скважины, не вышедшие на стационарный режим работы). Время выхода на установившейся режим определяется геолого-физическими характеристиками вскрываемых коллекторов и варьируется в широких пределах.

Произвести отбор скважин, потерявших производительность по притоку, оставив без внимания скважины с неисправным насосным оборудованием, негерметичным НКТ и др.

Выделить скважины, по которым снижение дебита жидкости обусловлено падением депрессии. Уменьшение депрессии происходит в результате увеличения забойного давления, либо снижения пластового давления в окрестности скважины. Изменение забойного давления легко диагностируется по технологическим режимам (динамический уровень). Изменение пластового давления ($P_{пл}$) имеет место при неэффективной закачке, в краевых зонах, ячейках с недоформированной системой ППД и т.д. Участки со сниженным пластовым давлением можно определить по значениям текущей и накопленной компенсаций отбора закачкой. Кроме того, динамика работы скважины также отражает текущее значение депрессии.

Снижение дебитов жидкости в результате уменьшения производительности насосного оборудования. Отследить снижение производительности насосного оборудования можно путем контроля токовой нагрузки. Кроме того, если межремонтный период (МРП) скважины выше, чем средний МРП по месторождению, то эти скважины являются кандидатами на проведение планово-предупредительного ремонта.

Снижение дебитов жидкости в результате интерференции скважин. Это широко известное явление особенно ярко проявляется, когда на систему (о окружающие скважины) производится очень мощное воздействие (ввод новых

скважин из бурения, проведение ГТМ, а также различных геолого-технических мероприятий, существенно изменяющих характеристики работы скважин (ГРП и др.).

По оставшимся скважинам производится расчет и анализ динамики скин-фактора на основании данных технологических режимов.

Таким образом, в общем случае алгоритм выбора скважин под обработку можно представить следующим образом (рисунок 7):

1) Рассматривается весь фонд скважин.
2) Выделяются скважины, по которым наблюдается устойчивое падение дебита жидкости. Из этого списка отбрасываются следующие скважины:

- на выходе на установившейся режим (новые, после ГТМ);
- на которых имеет место снижение $P_{пл}$ (недокомпенсированные участки – краевые зоны, недоформированные ячейки);
- снижение дебита на которых связано со снижением производительности насосов (высокий МРП);
- из оставшихся отбрасываются, на которых падение дебитов жидкости связано с интерференцией;

3) расчет изменения скин-фактора по оставшимся скважинам, исходя из технологических режимов.

4) Выбираются скважины, на которых в ходе гидродинамических исследований установлен реальный скин-эффект.

5) Выделяется список скважин, работающих не на возможном потенциале, при этом приоритет отдается скважинам с меньшей кратностью кислотного воздействия. Из полученного списка скважин убрать скважины, на которых назначены иные методы интенсификации продуктивности (микрогидроразрыв, вибровоздействие, дополнительная перфорация и др.)



Рисунок 7 – Блок-схема выбора скважин кандидатов под обработку призабойной зоны

2.2 Технология проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Данный раздел (стр. 35 – 41) удалён, так как содержит коммерческую тайну.

2.3 Физико–химические основы солянокислотной и глинокислотной обработки

2.3.1 Механизм действия и описание солянокислотной обработки

Солянокислотная обработка скважин основывается на химическом взаимодействии (разложении) с минералами карбонатной породы, такими как доломиты, известняки, магнезиты и другие, или с карбонатными включениями в различных других породах.

Недостатки: ограниченность использования в условиях высокой послонной неоднородности продуктивных пластов по проницаемости. Многократные СКО приводят к снижению коэффициента охвата пласта

обработкой и повышают дифференциацию обрабатываемого пласта по проницаемости. Не позволяют проводить глубокие обработки пласта.

Рекомендации: общие солянокислотные обработки рекомендуется применять в условиях монолитных пластов с однородными по проницаемости коллекторами.

При взаимодействии соляной кислоты с карбонатными породами протекают следующие основные химические реакции:

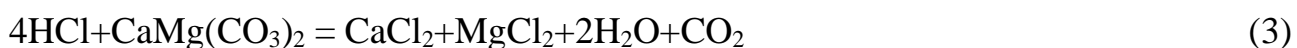
с кальцитом:



с магнезитом:



с доломитом:



Соли CaCl_2 и MgCl_2 очень хорошо растворяются в воде.

Данные реакции являются гетерогенными. Они происходят в поверхностном слое на границе раздела фаз: твёрдой – порода и загрязнения; жидкой – кислотная композиция (раствор), в поверхностном слое. У поверхности твердого вещества, в данном случае карбонатной породы, образуется поверхностный слой насыщенного раствора карбоната кальция или магния.

Гетерогенные реакции протекают в три этапа:

- 1) Вынос взаимодействующих веществ на поверхностный слой;
- 2) Взаимодействие веществ;
- 3) Выход продуктов реакции из зоны взаимодействия.

Скорость каждого этапа составляет общую скорость гетерогенной реакции, которая определяется наиболее медленным этапом.

Реакция взаимодействия соляной кислоты с карбонатами идёт с очень большой скоростью, а подход новых порций соляной кислоты к реакционной зоне и выход продуктов реакции из зоны взаимодействия является медленным процессом, что снижает общую скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной породой.

Условия, которые влияют на скорость реакции – это давление и температура.

1) Давление.

кальциевая или магниевая соли соответствующей кислоты и угольная кислота являются продуктами реакции кислоты с карбонатами. При этом угольная кислота при н.у. разлагается на воду и CO_2 , который удаляется из зоны взаимодействия (реакция 1 и 2).

С ростом давления растворимость углекислого газа в воде и кислотном растворе увеличивается, и из реакционной зоны удаляется меньшее его количество. Происходит снижение скорости взаимодействия кислотного раствора с породой из-за увеличения концентрации продуктов реакции. Если углекислый газ не выделяется, то скорость реакции от давления практически не зависит.

Углекислый газ способствует перемешиванию кислотного раствора и облегчает подход непрореагировавшей кислоты к поверхности породы. Поэтому скорость растворения карбонатной породы в кислоте значительно выше в условиях, при которых углекислый газ выделяется в газообразном состоянии.

2) Температура.

Растворение карбонатной части породы в кислоте возрастает с ростом скорости перемещения молекул HCl в кислотном растворе к твердой поверхности. При повышении температуры возрастает и скорость растворения карбонатной породы в кислоте. Так, при изменении температуры с 20 до 60 °С скорость растворения карбонатной породы в растворе соляной кислоты увеличивается в 1,6–2,5 раза.

По мере нейтрализации кислотного раствора породой и накопления в нем продуктов реакции скорость растворения породы в кислоте уменьшается. Для обеспечения достаточно большого периода растворяющего действия кислотного раствора, закачиваемого в карбонатные пласты, исходные кислотные растворы должны иметь концентрацию 10–15 %.

Кроме основной реакции HCl с карбонатной породой, протекают побочные процессы, сопутствующие процессу кислотной обработки. Например, разложение цементного камня:



Разложение продуктов коррозии:



Кислотный раствор обогащается продуктами этой реакции – солями трехвалентного железа и алюминия. Соли алюминия и трёхвалентного железа устойчивы в сильноокислой среде, но в слабоокислой среде гидролизуются с образованием гидратов окислов - объемистых студенистых осадков:



Гидролиз солей алюминия начинается при pH = 5, а трёхвалентного железа при pH = 3,5.

В процессе растворения карбонатной породы соляной кислотой pH кислотного раствора может повыситься до указанного уровня. Осаждение из кислотного раствора гидроокисей алюминия может вызвать трудноустраняемое существенное уменьшение проницаемости в обрабатываемой кислотной зоне пласта. Для предупреждения подобных осложнений к кислотным растворам добавляют стабилизаторы, образующие с ионами алюминия комплексные ионы, не гидролизующиеся при указанных условиях.

Техническая соляная кислота часто содержит в качестве примеси серную кислоту. В этом случае образование и выпадение осадка сульфата кальция в процессе взаимодействия кислотного раствора с карбонатной породой неизбежно. Для проведения кислотной обработки необходимо использовать соляную кислоту, содержащую минимальное количество серной кислоты.

Нейтрализация кислоты идет с большой скоростью при движении кислотного раствора в пористой среде и контакте кислоты с огромной поверхностью пористой породы, что препятствует обработке пласта на достаточно большую глубину. Предложены различные способы уменьшения

скорости реакции солянокислотного раствора с карбонатной породой, в том числе добавление к кислотному раствору различных веществ, замедляющих течение этой реакции. Рекомендуется добавлять к кислотному раствору техническую уксусную кислоту или поверхностно-активные вещества.

Простая солянокислотная обработка заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты с удельным расходом, зависящим от количества проведенных ОПЗ на скважине. Для первой обработки расход кислоты составляет 0,5 м³/м, для скважин, обработанных неоднократно, удельный расход должен составлять до 1,5 м³/м.

Рекомендуемый объем удельного расхода реагента 1 м³ на 1 метр перфорации означает проникновение кислотного состава на глубину 1,2–1,4 метра. Установленная глубина повреждения пласта во многих случаях превышает 3–5 метров.

Необходимый объем кислотного состава для каждой скважины рассчитывается индивидуально. Существует несколько вариантов подхода к расчету объема в зависимости от того, какие цели мы ставим перед обработкой:

- Если целью обработки является удаление карбонатного материала терригенной породы с целью увеличения проницаемости ПЗП, расчет ведется с учетом количества карбонатного материала в объеме породы, образующей ПЗП.

$$V = a * 5.43 * \pi * (R^2 - r^2) * b, \text{ м}^3 \quad (8)$$

где V – необходимый объем кислотного раствора, м³;

a – коэффициент содержания карбонатного материала в породе (при содержании карбонатов 2–4 % ($a=0,02 - 0,04$), доли единиц;

5,43 – из уравнения реакции растворения CaCO_3 следует, что для растворения 1т CaCO_3 требуется 5,43 м³ 12 % раствора соляной кислоты;

b – плотность породы, т/м³.

- Поскольку большая часть месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» находится в заключительной стадии разработки, скважины неоднократно подвергались кислотному воздействию, говорить о первичном содержании карбонатов в породе не приходится. Целью обработки является

удаление кольтатирующего вещества. Основная роль в расчетах отводится глубине кольтатации (повреждения) пласта. Объем кислоты должен обеспечить проникновение её на всю глубину поврежденной зоны.

Для увеличения эффективности солянокислотной обработки для расчета необходимо получить сведения о глубине повреждения пласта путем проведения исследований, снятия кривых восстановления давления или уровня.

Расчет объема кислотного состава производится по формуле:

$$V_{\text{к. с.}} = m * H * \pi * (R_{\text{об}}^2 - r_{\text{ск}}^2), \text{ м}^3 \quad (9)$$

где $V_{\text{к. с.}}$ – потребный объем кислотного состава, м^3 ;

m – коэффициент пористости пород, в долях единиц;

H – толщина обрабатываемого интервала, м;

$R_{\text{об}}$ – радиус (глубина) обработки (определяется по радиусу загрязненной зоны, который в свою очередь определяется по кривым КВД), м;

$r_{\text{ск}}$ – радиус скважины, м.

Значение параметров, H , m и $R_{\text{об}}$ в формуле (9) определяется для каждого конкретного случая, при этом:

H – принимается равной эффективной толщине продуктивных отложений вскрытых данной скважиной и определяется по данным каротажа;

m – принимается равной величине эффективной пористости для каждого из разрабатываемых объектов ООО «РН-Юганскнефтегаз».

$R_{\text{об}}$ – определяется по данным геофизических и гидродинамических исследований и соответствует глубине поврежденной зоны пласта. В связи с отсутствием детальных исследований до кислотной обработки, величина $R_{\text{об}}$ задается по опыту.

Пример расчета для условий ООО «РН-Юганскнефтегаз»:

Пористость 0,2, радиус скважины 0,2 м, перфорированный интервал 10м, радиус поврежденной зоны равен 2,5 м.

Объем кислотного раствора равен:

$$V_{\text{к. с.}} = 0,2 * 10 * 3,14 * (2,5^2 - 0,2^2) = 39 \text{ м}^3. \quad (10)$$

Удельный расход соответственно равен 3,9 $\text{м}^3/\text{м}$.

Принятая в расчете глубина повреждения пласта не является чрезмерно большой, наоборот, значительная часть исследований, проведенных в ООО «РН-Юганскнефтегаз» показывает глубину повреждения ПЗП, превышающую 3 метра. Объемы используемых кислотных составов недостаточны.

Принятый в качестве базового удельный расход $1,5 \text{ м}^3/\text{м}$ следует применять в расчетах в случае отсутствия более подробной информации о состоянии призабойной зоны.

С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения, таким образом, глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12 %. При концентрациях соляной кислоты более 15 % нейтрализованный раствор соляной кислоты получается более вязким, что затрудняет его удаление из пор пласта.

Проверить концентрацию соляной кислоты можно простым замером ее плотности, ориентируясь на данные таблицы 1 (Приложение А).

Если плотность товарной соляной кислоты или кислотного раствора измерена при температуре, отличной от $+15 \text{ }^\circ\text{C}$, вводится температурная поправка плотности.

Таблица 1 – Температурная поправка при значениях плотности

Плотность $\text{г}/\text{см}^3$	1,00–1,040	1,041–1,085	1,086–1,120	1,121–1,155	1,156–1,200
Поправка $\text{г}/\text{см}^3 \cdot ^\circ\text{C}$	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005	0,0006

Стр. 47 – 50 удалены, так как содержат коммерческую тайну.

В условиях ООО «РН-Юганскнефтегаз» мероприятия по ингибиторной защите водоводов от коррозии практически не проводятся. В этих условиях водовод корродирует и является поставщиком большого количества продуктов коррозии в пласт. Добавка уксусной кислоты с концентрацией 3 % является обязательной для условий ООО «РН-Юганскнефтегаз» при обработке нагнетательных скважин. Плотность раствора уксусной кислоты при различных концентрациях приведена в таблице 2 (Приложение Б).

После расчета объемов присадок, добавляемых в кислотный состав при СКО, можно рассчитать объем воды, необходимой для разбавления состава до заданного объема:

$$V_{\text{В}} = 1 - V_{\text{К}} - V_{\text{Д}}, \text{ м}^3 \quad (12)$$

где $V_{\text{В}}$ – объём воды для разбавления кислотного состава, м^3 ;

$V_{\text{К}}$ – объём товарной кислоты, м^3 ;

$V_{\text{Д}}$ – объём добавок (уксусная кислота и др.), м^3 .

При проведении простой СКО время выдержки кислоты на реакции не должно превышать 2 часов т.к. скорость взаимодействия кислоты с карбонатным материалом, присутствующим в терригенной породе при существующей пластовой температуре (70–80 °С), очень велика. При этом взаимодействии порции кислоты, поступившие в канал растворения последними, могут сохранять кислотность из-за отсутствия в канале карбонатного материала. Два последних факта делают предпочтительным безостановочное продвижение кислоты в глубь пласта в процессе обработки.

Для продавки кислоты используют раствор ПАВ, облегчающий удаление продуктов реакции. Объем продавки рассчитывается исходя из необходимой глубины проникновения кислоты. В качестве ПАВ для условий ООО «РН-Юганскнефтегаз» используют:

- на начальных стадиях разработки месторождений используют ПАВ: Нефтенол ВВД (2 % для продавочной жидкости); Неонол СНО 3Б (2 % для продавочной жидкости); Анионоактивный Сульфанола (1 % для продавочной жидкости);
- на завершающих стадиях разработки используют катионоактивные и смешанные ПАВ: Нефтенол ГФ (0,5 % для продавочной жидкости); Синола КАМ (1% для продавочной жидкости).

2.3.2 Механизм действия и описание глинокислотной обработки

Обработка призабойной зоны глинокислотной (смесью соляной и плавиковой кислот). Глинокислота приготавливается путем добавления плавиковой кислоты в раствор соляной кислоты. Особенностью глинокислотной

обработки является быстрая реакция плавиковой кислоты с алюмосиликатным материалом цемента породы, обусловленная в значительной степени огромной площадью поверхности контактирующих материалов. Глинокислота используется для обработки призабойных зон скважин с терригенными коллекторами (песчаниками с карбонатным или глинистым цементом), а также для удаления с фильтрующей поверхности глинистой корки, отложившейся во время бурения. Для получения глинокислоты, содержащей 4 % HF и 8 % HCl, следует взять раствор соляной кислоты 13 % и на каждый кубический метр такой кислоты необходимо истратить 71 кг товарного бифторид-фторид аммония с обычным содержанием фтора 56 % и кислотностью 23 %.

В последнее время плавиковую кислоту стали заменять бифторидом натрия, обращение с которым значительно проще. В солянокислотной среде бифторид натрия постепенно превращается в хлорид натрия с образованием фтористоводородной кислоты:

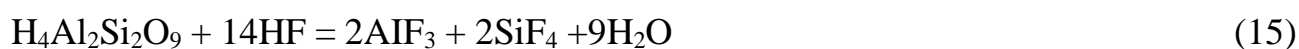


Процесс взаимодействия смеси соляной и плавиковой кислот с силикатными породами очень сложен. в первом приближении он может быть выражен следующими уравнениями:

растворение кварца:



разложение каолина:



Образующийся при этих реакциях четырехфтористый кремний гидролизуется с водой с образованием кремневой и кремнефтористоводородной кислот:



Стр. 52 – 54 удалены, так как содержат коммерческую тайну.

2.4 Комплексная обработка призабойной зоны пласта

Наилучшего результата при проведении опытных работ по кислотным обработкам добивались при разукрупнении объемов кислотного и продавочного

растворов и последовательном чередовании их, при этом в первой порции кислоты в соответствии с идеологией глинокислотной обработки не планировалось добавок плавиковой кислоты. Данный прием был назван комплексная (циклическая) ОПЗ.

Данная технология предназначена для обработки добывающих и нагнетательных скважин на месторождениях, где эксплуатируются пласты с низкой проницаемостью и высоким содержанием алюмосиликатного и глинистого материалов. Она отражает технологический прием последовательного воздействия кислотными составами и означает некоторую оптимальную последовательность обработки скважины выбранными кислотными составами и нефтяными растворителями. Комплексная обработка основана на принципе циклического воздействия различными композициями химических реагентов, для удаления целой группы различных загрязняющих веществ из ПЗП скважины. Обычно комплексная обработка проводится в 3 цикла.

Состав кислотной композиции зависит от минералогии обрабатываемого пласта и подбирается индивидуально для каждого из месторождений.

Для разработки технологии проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью восстановления и увеличения приемистости были проведены лабораторные исследования. Исследована растворяющая способность различных растворителей по отношению к АСПО, изучены поверхностно-активные свойства как моющих, так и деэмульгирующих компонентов, а также активность соляной кислоты с различными добавками по отношению к образцам керна.

Исследования растворяющей способности различных углеводородных растворителей по отношению к АСПО показали, что наиболее активными являются растворители на основе концентратов ароматических углеводородов - бензол, толуол, ксилолы, Нефрас А 150/330. Характеристика и растворяющая активность нефтяных растворителей по отношению к АСПО представлены в таблице 5 (Приложение Д) Наиболее доступным и дешевым является нефтяной

растворитель марки Нефрас А 150/330, представляющий собой концентрат ароматических углеводородов с числом атомов углерода C_{9-10} . Но более эффективен Нефрас А 120/200.

В условиях недостаточной геолого-промысловой информации прием совмещения (комплексирования) различных операций или методов в единый технологический процесс позволяет существенно повысить общую успешность работ. Комплексная обработка в целом имеет алгоритм, представленный на рисунке 9.



Рисунок 9 – Комплексная обработка призабойной зоны пласта

Например, комплексная обработка призабойной зоны пласта может быть такой, как представлено на рисунке 10.

Раствор соляной кислоты:		9,0	м³	1 Цикл
1. Соляная кислота	22%	4,50	м ³	
2. ПАВ (Синол КАМ)		135,00	кг	
3. Додикор		45,00	кг	
4. Вода		4,32	тн	
1% раствор ПАВ -		50	м³	
Синол КАМ		500	кг	
Глинокислота:		9,0	м³	2 Цикл
1. Сульфаминовая кислота		0,90	тн	
2. Плавиновая кислота		0,90	тн	
3. ПАВ (Синол КАМ)		135,00	кг	
4. Вода		8,86	тн	
1% раствор ПАВ -		50	м³	
Синол КАМ		500	кг	
Глинокислота:		9,0	м³	3 Цикл
1. Сульфаминовая кислота		0,90	тн	
2. Плавиновая кислота		0,90	тн	
3. ПАВ (Синол КАМ)		135,00	кг	
4. Вода		8,86	кг	
1% раствор ПАВ -		50	м³	
Синол КАМ		500	кг	

Рисунок 10 – Комплексная обработка призабойной зоны скважины №8026 Мало-Балыкского месторождения

Первый цикл:

В качестве первого цикла комплексной обработки применяется простая солянокислотная обработка с общим объемом кислотного раствора, рассчитанным из расхода 0,5 м³ на 1 метр перфорированной мощности.

Целью первого цикла является удаление карбонатных материалов из призабойной зоны пласта для последующей безаварийной обработки ПЗП глинокислотной композицией, так как глинокислотный состав при взаимодействии с карбонатами образует нерастворимый осадок фтористого кальция. При обработке нагнетательной скважины, продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта. С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения, таким образом, глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12 %. Этот прием позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удаленные зоны пласта, за пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб.

Количество исходной (товарной) кислоты, необходимое для получения 1 м³ рабочего кислотного раствора с концентрацией, указанной в плане работ, можно рассчитать по формулам (11 и/или 20), приведенным выше.

К раствору кислоты добавляют реагенты: ингибиторы, интенсификаторы, стабилизаторы.

При проведении первого цикла СКО время выдержки кислоты на реакции практически не предусматривается.

Для продавки кислоты используют 1–3 % (в зависимости от типа ПАВ) раствор ПАВ, облегчающий удаление продуктов реакции. Поскольку удаление продуктов реакции производится в удаленные зоны пласта, объем продавочной жидкости должен быть значительным – не менее 50 м³.

Второй цикл:

В качестве второго цикла выступает глинокислотная обработка. Цель второго цикла - воздействие на алюмосиликатный скелет (матрицу) породы с целью увеличения проницаемости. При этом в базовом растворе должны присутствовать все описанные выше добавки – интенсификаторы, стабилизаторы, ингибиторы в соответствии с указанными дозировками.

Описанные особенности глинокислотной обработки требуют особых приемов проведения работы:

- предварительное удаление карбонатного материала породы небольшим объемом соляной кислоты в первом цикле;
- закачка глинокислоты производится с максимально возможной скоростью с целью увеличить глубину проникновения раствора (из рассчитанных объемным путем 75 см. глубины проникновения только 1/3 пути кислота проходит в активном состоянии);
- практически отсутствует время ожидания реакции, немедленно после закачки производится продавка кислотного состава;
- продавку продуктов реакции лучше осуществлять 1–2 % раствором ПАВ в объеме, обеспечивающем удаление продуктов реакции из ПЗП в удаленные зоны пласта.

Приготовление глинокислоты возможно с использованием бифторид-фторид аммония. При этом концентрация соляной кислоты применяется более высокой – 15 %, т.к. часть ее расходуется на разложение фторида аммония. Поскольку бифторид-фторид аммония представляет собой сыпучий кристаллический материал, работать с ним удобнее и безопасней.

Третий цикл:

Отличительной особенностью третьего цикла является включение в него на первом этапе закачки нефтяного растворителя с последующей обработкой кислотой. Кислотный состав, применяемый в третьем цикле аналогичен кислотному составу второго цикла. Практически это глинокислотная обработка.

В ходе второго цикла обработки воздействию кислотного состава подвергаются доступные для водного раствора кислоты водонасыщенные поры и каналы. Проникновение кислоты в нефтенасыщенные каналы затруднено. В нефтенасыщенном канале пленка нефти или отложений АСПО предотвращает контакт кислоты с поверхностью пор.

Цель закачки нефтяного растворителя – очистка поверхности пор от оставшихся загрязняющих веществ и АСПО, облегчение доступа кислотной композиции к ранее недоступным поверхностям. Одновременно растворитель, поступивший в нефтенасыщенные каналы, испытывает сопротивление продвижению по ним. Следующая непосредственно за растворителем кислота не поступает в те каналы, по которым продвигались предыдущие порции кислоты во время первого и второго циклов. Таким образом, растворитель выполняет функции отклонителя, перенаправляя кислотный состав в новые каналы.

Особенность закачки растворителя заключается в том, что из-за низкой плотности реагента агрегат ЦА-320 испытывает дополнительное противодействие в 30–40 атм, образующееся за счет разности плотностей скважинной жидкости и растворителя. Как только растворитель выходит из НКТ в колонну, он стремится всплыть в скважинной жидкости. Всплытия не произойдет только в том случае, если скорость движения растворителя вниз к пласту по колонне будет выше скорости всплытия. Такие условия имеют место

при приемистости скважины не ниже 150 м³/сут. Именно поэтому растворитель может быть закачан в скважину только в третьем цикле, когда приемистость нагнетательных и производительность добывающих скважин увеличены за счет работы первых порций кислоты.

При прочих равных условиях, если (производительность) приемистость скважины перед проведением второго цикла достаточно высока для закачки растворителя, более предпочтительно применение его во втором цикле.

Замечено снижение производительности скважины на 20–25 % в момент закачки Нефраса и восстановление ее через 10–20 часов. Таким образом, отклоняющее действие Нефраса распространяется только на ту порцию кислоты, которая закачивается непосредственно за ним, поэтому не рекомендуется делать перерывы между вторым и третьим циклом обработки.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАДИЙНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с тем, что большинство месторождений Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки, особое внимание уделяется методам интенсификации притока скважины, с целью очистки призабойной зоны и увеличения приемистости и продуктивности скважин. Наиболее эффективный, распространённый и экономически выгодный метод – это кислотные обработки призабойной зоны пласта. Цель КО заключается в тщательной очистке фильтрующих поровых или каверно-трещинных каналов, улучшение или восстановление определённого значения проницаемости в самой проблемной зоне около скважины.

Для рационализации подбора наиболее эффективных ОПЗ, при конкретных ситуациях, возникших на той или иной скважине или месторождении в целом, разработана блок – схема обобщённого процесса принятия решений по обработке призабойной зоны (рисунок 1 Приложение Е). Она показывает, что при снижении коэффициента продуктивности, из всех ГТМ в большинстве случаев решением проблем является ОПЗ кислотными композициями с различными добавками.

На сегодняшний день актуальна комплексная обработка призабойной зоны пласта, которая позволяет повысить эффективность очистки (например, одновременное использование соляной и глинокислотной обработки, а также добавление различных ПАВ, что препятствует образованию эмульсий и АСПО). Созданная таблица может послужить рекомендацией по подбору оптимального состава для КО. Несмотря на достаточно большой прирост дебита, эффективность мероприятий по кислотной обработке призабойной зоны можно увеличить, если следовать оптимальному подходу по подбору скважин-кандидатов (рисунок 2 Приложение Ж), и избирательному выбору подходящей

технологии ОПЗ (таблица 2, 3; рисунок 3 Приложение 3), проанализировав причины снижения производительности (приемистости).

Таблица 2 – Типы обработки призабойной зоны и рекомендации к ним

Тип ОПЗ	Область применения	Рекомендации
ПАВ + подготовка в ходе освоения после ГРП	При нормальных и сниженных значениях $R_{пл}$ (по сравнению с начальным $R_{пл}$)	ПАВ – Нефтенол К – (1-2%): Объем: 1-1.2 $V_{трещины}$ ГРП.
ПАВ + Кислотная композиция	При применении тяжелой жидкости глушения, плотностью > 1.18 г/см ³	ПАВ – 1-2% (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции – 0.2-0.4% (Аксис-КС, Reads): Объем: 1-1.5 $V_{трещины}$ ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности. Кислотная композиция – HCL – 6-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных (Применение HF не допускается): Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м ³ /1м перфорированной мощности.
	При поглощении	ПАВ – 1-2% (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции – 0.2-0.4% (Аксис-КС, Reads): Объем: 1-1.5 $V_{трещины}$ ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности или Спирты – (Метанол). Кислотная композиция – HCL – 6-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных: Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м перфорированной мощности.
	Снижении $K_{пр}$ частицами породы	ПАВ – 1-2% (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции – 0.2-0.4% (Аксис-КС, Reads): Объем: 1-1.5 $V_{трещины}$ ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности. Кислотная композиция – 1 пачка: HCL – 6-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных. Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м ³ /1м перфорир. мощности.
	Неразложившийся гель ГРП	ПАВ – 1-2% (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции - Аксис-КС (0.2-0.4%), Reads (0.3-0.6%)): Объем: 1-1.5 $V_{трещины}$ ГРП. Кислотная композиция - HCL - 6-8%: Объем: 0.8-1 V трещины ГРП

Продолжение таблицы 2

ПАВ + спирты + Кислотная композиция	При поглощении	ПАВ – 1-2%(Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции – 0.2-0.4% (Аксис-КС, Reads): Объем: 1-1.5 V трещины ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности или Спирты – (Метанол). Кислотная композиция – HCL – 6-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных: Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м перфорированной мощности.
	В случае набухания глин	Спирты – (Метанол): Объем: 1-1.5 V трещины ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности. ПАВ – Нефтенол К – (1-2%), Аксис-КС (0.2-0.4%) Объем: 1-1.5 V трещины ГРП, или 0.5 м ³ /1м перфорированной мощности.
Кислотная композиция + ингибиторы солеотложения	В случае отложения солей	Кислотная композиция – HCL – 8-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных: Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м ³ /1м перфорированной мощности. Ингибитор солеотложения – ОЭДФ, Акватек, Ипроден.
Растворители + Кислотная композиция	В случае отложения АСПО	Растворители – Нефрас - АСПО, БГС Кислотная композиция – HCL – 8-10% для скважин с ГРП, 10-12% для остальных: Объем: 0.8-1 V трещины ГРП, или 0.5-1 м ³ /1м перфорированной мощности.
ПАВ+ Кислотная композиция + вибровоздействие	В случае некачественного освоения	Кислотная композиция – в зависимости от характера кольматантов исходя из области применения.
	Кольматация трещины ГРП частицами породы	ПАВ – 1-2% (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), Многофункциональные композиции – 0.2-0.4% (Аксис-КС, Reads) Объем: 1-1.5 V трещины ГРП. Кислотная композиция – 1 пачка: HCL – 6-10% для скважин с ГРП Объем: 0.8-1 V трещины ГРП; 2 пачка: ГКО (HCL 6-8%+HF (ККТК-2, РХП-52, БФФА) – 1-1.5%) Объем: 0.8-1 V трещины ГРП.
Термопенокислотная обработка	Комплексная кольматация (отложения солей и АСПО), отложения АСПО	Солянокислотная композиция с добавками стабилизаторов железа (1% Аксис-КС, ОЭДФ).

Продолжение таблицы 2

Глушение с контролем поглощения	При поглощении	Применение блокирующих составов глушения в зависимости от плотности раствора глушения (БСГ с МК, БСГ–галит). При обводненности менее 20% и расчетной плотности жидкости глушения менее 1,23 г/см ³ – применение ИНЭРа.
	В случае набухания глин	При обводненности < 20%, применение ИНЭР.
		При обводненности > 20%, применение блокирующих составов глушения в зависимости от плотности раствора глушения (ИНЭР, БСГ с МК, БСГ-галит).

Ввиду разнообразности условий залегания пласта, а также процесса бурения, освоения и эксплуатации скважин, дизайн ОПЗ и подбор реагентов осуществляется с учётом природы кольматанта и причины снижения продуктивности. В зависимости от предназначения выбирают содержание и состав кислотной композиции для обработки скважин. Таблица 3 несёт рекомендательный характер и может помочь при выборе необходимой кислотной композиции.

Таблица 3 – Содержание и назначение компонентов обработки призабойной зоны пласта нагнетательного и добывающего фонда

Компонент	Наименование	Содержание, %	Назначение
Соляная кислота	HCl	6-14%	Растворение карбонатов, глинистых минералов, окислов железа
Плавиковая кислота (глинокислота) или аналог	РХП-52 ККТК-2 КНК-Б	HCl 8-15%+HF 34-39% +РХП-30 HCl 8-15%+HF 32-42% HCl 10-12%+HF 2% +спирты	Растворение терригенной матрицы, силикатов, кварца, песка, глины, полевых шпатов
Поверхностно-активные вещества	Сульфонол, Нефтенол-К	0,5-2%	Облегчение проникновения кислоты в поры и гидрофобизация поверхности порового коллектора

Продолжение таблицы 3

<p>Многофункциональный глубокопроникающий кислотный состав</p>	<p>Химеко ТК-2К Химеко-ГК</p>	<p>15-20%</p>	<p>Эффективное растворение карбонатно-терригенной части пласта</p>
--	---------------------------------------	---------------	--

Чтобы добиться максимальной эффективности от обработки ПЗП и избежать образование нерастворимых осадков и стойких эмульсий, необходимо учитывать конкретные геолого-физические условия, определить причину загрязнения, брать во внимание фильтрационно-емкостные свойства пласта и физико-химические свойства флюидов, а также рассматривать с точки зрения экономической целесообразности применения технологии дозировки и особенности совмещения кислотных компонентов в процентном соотношении.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Класен Вячеславу Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

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

Можно выделить следующие цели финансового менеджмента:

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

собственного капитала.

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

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

Расчёт финансового менеджмента основан на определении экономической эффективности от выявленной технологической эффективности.

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

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

Технологическая эффективность измеряется в тоннах дополнительной добычи нефти.

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

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

В компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия и эффективности добычи нефти являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые направлены на повышение производительности скважин. Наиболее часто применяемым видом ГТМ в компании является обработка призабойной зоны пласта кислотными

композициями, такими как солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО).

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

- добычи нефти (ΔQ_n , тыс. т);
- добычи жидкости (ΔQ_j , тыс. т);
- обводненности добываемой продукции.

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

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

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

4.1 Данные для расчёта экономической эффективности

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 4.

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

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

Общие затраты на проведение КО, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно-

заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие) указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов ООО «РН-Юганскнефтегаз» [1]. Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Кислотные обработки проводятся с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь также на методических указаниях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [1].

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$З = \frac{З_{\text{общ}}}{N}, \text{ тыс. руб./ скважино-операция} \quad (21)$$

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

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

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

$$\Delta Q_{\text{н}} = Q_{\text{н}2} - Q_{\text{н}1}, \text{ тыс. т} \quad (22)$$

где, $Q_{\text{н}1}$ – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

$Q_{\text{н}2}$ – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

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

$$\Delta Q_{\text{н}1\text{об}} = \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{N}, \text{ тыс. т} \quad (23)$$

где, $\Delta Q_{\text{н}}$ – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

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

Таблица 4 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметры	Обозначение	СКО	ГКО
Объём внедрения КО, скважино-операций	N	357	193
Стоимость нефти (товарная), руб./т	C_n	23830	23830
Общие затраты на проведение КО, тыс. руб.	$Z_{общ}$	19917,74	11670,71
Затраты на проведение единичной КО, тыс. руб./скважино-операция	Z	55,792	60,470
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8172,7	8172,7
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	C_1	16024,9	16024,9
Себестоимость нефти после проведения КО, руб./т	C_2	16024,5	16024,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	H	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	$Q_{н1}$	3286	1776,465
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	$Q_{н2}$	3289,822	1779,559
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т	ΔQ_n	3,822	3,094
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{н1об}$	0,012	0,016

4.2 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$\Delta_{1об} = C_n * \Delta Q_{н1об} - УПР * \Delta Q_{н1об} - Z, \text{ тыс. руб.} \quad (24)$$

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

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

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

З – затраты на проведение мероприятия, руб.

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

$$\mathcal{E}_Г = C_2 * Q_{Н2} - C_1 * Q_{Н1} - H * \Delta Q_{Н}, \text{ тыс. руб.} \quad (25)$$

где $Q_{Н1}$ и $Q_{Н2}$ – объем добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

$\Delta Q_{Н}$ – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

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

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

Таблица 5 – Показатели эффективности проведения кислотных обработок

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

4.3 Расчёт чистой прибыли предприятия

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

$$\text{ЧП} = \mathcal{E}_Г - \frac{\text{НДПИ} * \mathcal{E}_Г}{100\%} - \frac{N_{п} * \mathcal{E}_Г}{100\%} - Z_{общ}, \text{ тыс. руб.} \quad (26)$$

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

$N_{п}$ – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

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

При условии, что нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенная к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым

продуктивным отложениям равен 0 (нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией и др. подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ).

Таблица 6 – Чистая прибыль после кислотной обработки

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

Заключение

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

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Классен Вячеславу Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – открытая кустовая площадка. Климат – резко континентальный. Технологический процесс обработки призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями проводится круглогодично в соответствии с планом работ и другой документацией. ОПЗ связаны со следующими проявлениями:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредные вещества (кислоты и различные продукты реакции), а также метеоусловия; – агрегаты и процессы, происходящие в них с опасными веществами под большими давлениями, возможно возникновение пожара и взрыва. Негативное воздействие оказывается на атмосферу, гидросферу и литосферу, по причине утечек веществ, распыление и разлив нефтепродуктов и кислот. Чрезвычайные ситуации в основном техногенного характера, они связаны с поломкой оборудования, его негерметичностью, пожаро– и взрывоопасностью.
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Анализ воздействия повышенного уровня шума при кислотной обработке скважин.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Анализ воздействия токсических веществ в рабочей зоне и повышенного значения напряжения.
3. Охрана окружающей среды	Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других): – атмосфера (распыление веществ); – гидросфера (утечки веществ); – литосфера (разлив веществ).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	На кустовых площадках ЧС возникают в связи: – с поломкой оборудования; – с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.; – с пожарами.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Организация безопасности на кустовой площадке при проведении кислотных обработок скважин

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Классен Вячеслав Вячеславович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

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

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

5.1 Производственная безопасность при проведении кислотной обработки

В связи с [15] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между

ними условна. Поэтому возможно их разделить следующим образом, как приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Опасные и вредные факторы при кислотной обработке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. Токсические вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
3. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

В соответствии с [15] вредные факторы при проведении кислотных обработок являются физические – повышенный уровень шума на рабочем месте.

1) Повышенный уровень шума.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 8).

Таблица 8 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [16]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75

Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

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

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

В соответствии с [15], опасным фактором при кислотной обработке являются токсические вещества в рабочей зоне и повышенное значение напряжения.

1) Токсические вещества.

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

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 9).

Таблица 9 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [17]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные C ₂ – C ₁₀	900	4

Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиковая кислота, БФФА	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с [17] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

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

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

2) Повышенное значение напряжения.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [18].

Таблица 11 – Воздействие различных сил тока на организм человека

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

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим

нетоководеющим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [18].

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

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [19].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [19].

2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [20].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3) Требования безопасности по окончании работ.

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

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [19].

5.2 Экологическая безопасность

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

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [20].

Защита атмосферы

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

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к

снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Защита гидросферы

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

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

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

Защита литосферы

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

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

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных

соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

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

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

5.3 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара

от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

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

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по кислотной обработке необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки оборудования (рисунок 8).

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

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

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

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

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

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

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

Заключение

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта, был проведен анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был проведён анализ технологии обработки призабойной зоны кислотными композициями (солянокислотной, глинокислотной), рассмотрены основные причины и предпосылки загрязнения призабойной зоны пласта. Была предложена блок – схема обобщённого процесса принятия решений по обработке призабойной зоны, а также механизм подбора оптимального кислотного состава для проведения КО. В процессе технологического обоснования применения кислотных обработок в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности месторождения была выявлена эффективность, которая подтверждает выбор в пользу именно данного вида ГТМ.

Современный отечественный и зарубежный опыт применения обработки призабойной зоны кислотными составами говорит о высокой положительной результативности. В большинстве случаев средний прирост дебита превышает 3 т/сут. Для обработки терригенных коллекторов обычно используют ГКО, а для карбонатных – СКО. Но максимальный эффект достигается при применении комплексной обработки призабойной зоны пласта с применением различных растворителей и ПАВ. Эффективность выполняемых работ на месторождениях Западной Сибири достигает 80–90 %.

Представлена экономическая эффективность и чистая прибыль от проведения СКО и ГКО, которая подтверждает возможность рекомендации, а во многих случаях необходимости применения данных видов ГТМ.

Изучены требования промышленной безопасности и оценены влияния различных факторов на человека (при проведении обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями), которые направлены на соблюдение техники безопасности рабочих и охрану окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Wu, X. J. Water plugging and acidizing combination technology on fractured water breakthrough oil well in low permeability reservoirs. // *Advances in Petroleum Exploration and Development*. – 2016. – Vol. 11, №1. – P. 24–29.
2. Ежова А.В. Литология: учебник ТПУ. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
3. Кук Д. Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора: пер. с англ. / Д. Кук, Ф. Гроукок, Цюань Го, М. Ходдер, Эрик ван Орт. // *Нефтегазовое обозрение*. – зима 2011—2012. – том 23, № 4.
4. Крабтри М. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования: пер. с англ. / М. Крабтри, Д. Эслингер, Ф. Флетчер, М. Миллер, Э. Джонсон, Д. Кинг. // *Нефтегазовое образование*. – осень 2002. – №2.
5. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // *Нефтяное хозяйство*. – 1999. – №3. – С. 30–32.
6. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра», 1978г.
7. Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин: Метод. указания компании / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – М., 2011. – 46 с.
8. Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями: Технологическая инструкция / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2007. – 44 с.
9. Круглов Р. В. Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых в ПАО АНК «Башнефть» / Р. В. Кругло, Н. Р. Яркеева, З. М. Круглова // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2016. – №6.
10. Барышникова Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г.

Миронов; Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова (РЭУ). – Москва: Юрайт, 2015. – 191 с.

11. Иванов И.Н. Экономика промышленного предприятия: учебник / И. Н. Иванов. – М.: Инфра-М, 2014. – 394 с.: ил.. – Высшее образование.

12. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями: учебник для вузов / Е. С. Сыромятников [и др.]. - Москва: Недра, 1987.

13. Пансков В. Г. Налоги и налогообложение: уч-к для бакалавров; Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2012. – 368 с.

14. Сайт Федеральной налоговой службы РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nalog.ru> (содержит сведения о собираемых налогах и налогоплательщиках).

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

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

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

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

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

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

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.