

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 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Эффективность применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях Западной Сибири

УДК 622.245.544 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Головин В.В.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать	Требования ФГОС

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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
3-2Б63Т	Головин В.В.

Тема работы:

Эффективность применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-108/с
Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта Методика обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой Выбор скважин-кандидатов для кислотной обработки Технология проведения кислотных обработок скважин Химические реагенты, применяемые в кислотных составах Расчет необходимого объема и концентрации раствора кислот Оборудование для кислотной обработки Технология подбора скважин – кандидатов для проведения кислотных обработок скважин Анализ накопленного опыта применения технологии Анализ эффективности технологии проведения кислотных обработок План проведения обработки призабойной зоны скважины №1 Затраты на проведение мероприятия Расчёт выручки от реализации</i>

	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований Планирование научно-исследовательских работ Бюджет научно-технического исследования (НТИ)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Применение кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири	старший преподаватель Пулькина Н.Э.
2. Эффективность применения кислотных обработок на примере месторождения	
3. Повышение эффективности проведения кислотных обработок на месторождении X	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент Трубченко Т.Г
5. Социальная ответственность	ассистент Сечин А.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Применение кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири
2. Эффективность применения кислотных обработок на примере месторождения
3. Повышение эффективности проведения кислотных обработок на месторождении X
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
--	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		2.03.2020
ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			2.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Головин В.В.		2.03.2020

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 Бакалавр
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2019/2020 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:	4.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.04.2020	<i>Применение кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири</i>	25
30.04.2020	<i>Эффективность применения кислотных обработок на примере месторождения</i>	25
15.05.2020	<i>Повышение эффективности проведения кислотных обработок на месторождении X</i>	20
10.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
20.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

СОГЛАСОВАНО:

РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			2.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страниц, 11 рисунков, 13 таблиц, 19 источников использованной литературы.

Ключевые слова: проницаемость, призабойная зона пласта, кислотные обработки, нефтеотдача.

Объектом исследования является призабойная зона пластов, на которых применяется кислотная обработка.

Целью данной бакалаврской работы является анализ эффективности применения кислотных обработок на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы технологии проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта, выбор эффективных химических композиций и дизайна обработки для повышения продуктивности скважины.

В процессе исследования изучена геолого-физическая характеристика выбранного месторождения, даны рекомендации по применению технологии кислотных обработок.

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.

Экономическая эффективность предлагаемого мероприятия характеризуется приростом добычи нефти, снижением её себестоимости, ростом прибыли и производительности труда.

Обозначения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОПЗ – обработка призабойной зоны

НКТ – насосно-компрессорные трубы

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Применение кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири	13
1.1 Причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта	13
1.2 Методика обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой	14
1.3 Выбор скважин-кандидатов для кислотной обработки	15
1.4 Технология проведения кислотных обработок скважин	16
1.5 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах	18
1.6 Расчет необходимого объема и концентрации раствора кислот	20
1.7 Оборудование для кислотной обработки	23
1.8 Технология подбора скважин – кандидатов для проведения кислотных обработок скважин	28
1.9 Анализ накопленного опыта применения технологий	32
2 Эффективность применения кислотных обработок на примере месторождения X	35
2.1 Общие сведения о месторождении	35
2.2 Анализ эффективности технологии проведения кислотных обработок	35
3 Повышение эффективности проведения кислотных обработок на месторождении X	38
3.1 План проведения обработки призабойной зоны скважины №1	39
3.2 Затраты на проведение мероприятия	46
3.3 Расчёт выручки от реализации	48
3.4 Расчет экономической эффективности	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	52
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований	53
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	55
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	61
5 Социальная ответственность	68

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.2 Производственная безопасность	70
5.3 Экологическая безопасность	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Заключение	79
Список используемых источников	81

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).

Повышение продуктивности и эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири во многом определяется состоянием призабойной зоны нагнетательных и эксплуатационных скважин. В процессе разработки проницаемость ПЗП уменьшается, а фильтрационные характеристики продуктивных пластов ухудшаются. Это обусловлено потерей различных продуктов реакции после закачки химических реагентов, увеличением водонасыщенности горных пород и снижением фазовой проницаемости для нефти.

Во всем мире при работе нефтедобывающих компаний используется множество способов, позволяющих повышать продуктивность добывающих и нагнетательных скважин. Кроме прочего, используемые методы могут восстановить ранее существующую производительность. Одним из самых эффективных методов обработки считается кислотная обработка скважины.

Ведущими специалистами разработаны различные составы кислот для обработки пластов в зависимости от их геологического строения.

В работе применяется определенный подход комплексного воздействия на пласт, включающего в себя сочетание физико-химических, тепловых и гидродинамических факторов, их детальный анализ.

Несмотря на накопленный опыт проведения обработок призабойной зоны (ОПЗ) пласта, процесс кислотной обработки является сложным технологическим процессом, с точки зрения подбора технологии и требует

проведения комплексного анализа многих факторов с дальнейшим обоснованием адекватности, рациональности и экономической выгоды принимаемых технологических решений, чтобы добиться повышения продуктивности скважины от кислотной обработки.

Объектом исследования является призабойная зона пластов, на которых применяется кислотная обработка.

Реализация и апробация работы – проведенные расчет позволяют оптимизировать процесс проведения кислотных обработок на выбранном месторождении, а также месторождениях с аналогичными свойствами.

1 Применение кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири

Кислотные обработки являются распространенным способом повышения продуктивности скважин с загрязненной призабойной зоной пласта.

При этом эффективность операций зависит от правильного подбора кислоты и параметров проведения операции.

Рассмотрим причины снижения проницаемости в призабойной зоне пласта, а также различные виды кислотных обработок, применяющиеся на месторождениях Западной Сибири для решения данной проблемы.

1.1 Причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта

Кислотные обработки применяются для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта.

Причиной низкой продуктивности скважины может быть не только низкая проницаемость и некачественная перфорация, но и снижение проницаемости в призабойной зоне пласта из-за появления скин-фактора.

Призабойной зоной пласта называется область около скважины, которая наиболее сильно влияет на приток (в случае радиального притока зависимость логарифмическая). Существует много факторов, способных приводить к загрязнению призабойной зоны:

1) Бурение: неверно рассчитанные рабочие давления могут стать причиной проникновения бурового раствора или фильтрата в пласт. При взаимодействии фильтрата с пластовой водой может произойти образование солей и выпадения их в осадок, набухание пород, снижение фазовой проницаемости скважин

2) Выпадение отложений – поровое пространство в призабойной зоне может быть закупорено парафином и асфальто-смолистыми веществами, которые начинают выпадать вследствие снижения температуры или давления.

3) Загрязнение скважины может происходить во время ремонтных работ и процедуры глушения. -

4) Призабойная зона нагнетательных скважин может загрязняться в случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды.

Все это приводит к снижению продуктивности скважины, и, следовательно, необходимо проводить мероприятия по ее восстановлению.

Одним из наиболее часто применяемых методов является кислотная обработка – метод увеличения проницаемости призабойной зоны пласта путем растворения частиц породы и загрязняющих частиц. [1]

1.2 Методика обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой

При обработке соляной кислотой происходят следующие реакции:

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

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

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

Рассмотрим основные виды кислотных обработок:

1) Кислотные ванны. Наиболее простой тип кислотных обработок, который позволяет очистить поверхность забой от глины, остатков цемента и прочих отложений в случае открытого забоя.

2) Стандартные кислотные обработки. Данный вид является самой часто применяемой технологией.

Они выполняются с использованием одного насоса в скважине без применения воздействия давлением или температурой.

3) Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД).

Данный вид обработок необходим для воздействия на низкопроницаемые пропластки и проводится после кислотных ванн или стандартных кислотных обработок.

4) Термокислотные обработки – это обработка ПЗС горячим солянокислотным раствором. Раствор нагревается с помощью теплового воздействия при экзотермической реакции между соляной кислотой и магнием или его сплавами в наконечнике на конце НКТ [8]: $Mg + 2HCl + H_2O = MgCl_2 + H_2O + H_2 + 461,8 \text{ кДж}$

5) Поинтервальная солянокислотная обработка СКО
Поинтервальная (ступенчатая) СКО применяется в случаях когда:

– при вскрытии пласта, имеющего большую толщину и в разрезе которого существуют интервалы с различной проницаемостью;

– прослой вскрываются общим фильтром или общим открытым забоем.

Сущность этого метода заключается в обработке каждого интервала пласта или пропластка, намечаемого пакерами, которые установлены непосредственно у границы интервала, пропластка. Эффективность этой обработки зависит от герметичности затрубного цементного камня, который предотвращает перетоки нагнетаемого раствора (HCl) по затрубному пространству в другие пропластки.

Для карбонатных пород оптимально применение солянокислотных растворов, для песчаных коллекторов обычно используют глиноокислотные. Кислотный раствор состоит на 10-30% из соляной кислоты, и смеси соляной (10-15%) и плавниковой (1-5%) кислот. [2]

1.3 Выбор скважин-кандидатов для кислотной обработки

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне. Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим

состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи. Необходимо определить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

1) Проникновение бурового фильтрата или рабочей жидкости в пласт. Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований. Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с текущим рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

2) Выпадение отложений в призабойной зоне. Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Также следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

3) Недостаточная степень очистки закачиваемой воды. В случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление.

1.4 Технология проведения кислотных обработок скважин

Процедура проведения соляной кислотной обработки заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты. Перед стартом работ скважина очищается от песка, парафинов, продуктов коррозии и пр. В случае открытого забоя возможно удаление цементной и глинистой корки при помощи кислотной ванны.

Процедура кислотной обработки скважины – это нагнетание в пласт раствора соляной кислоты насосом или под воздействием сил гравитации, если пластовое давление позволяет добиваться необходимого результата. Перед началом процедуры на устье скважины происходит установка арматуры, насосного агрегата для нагнетания кислоты в скважину, автоцистерны для перевозки кислоты и химреагентов, манифольды для соединения автоцистерны с насосным агрегатом и с устьевой арматурой и проводится опрессовка трубопровода на необходимое давление. Параллельно с подготовительными работами происходит подвоз и подготовка кислоты к скважине.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию (рисунок 1.1 положение I). Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта (рисунок 1.1). После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного раствора кислоты под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт (положение III). Оставшуюся в трубах и нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью (положение IV).

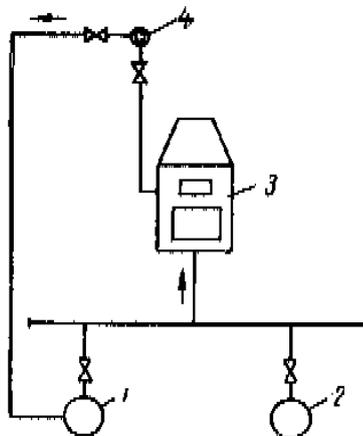


Рисунок 1.1 – - Схема размещения оборудования при солянокислотной обработке скважин:

1 - емкость для нефти; 2 - емкость для солянокислотного раствора; 3 - насосный агрегат; 4 – скважина.

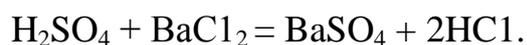
1.5 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах

Согласно производственным технологиям приготовления раствора соляной кислоты, обязательно прорабатывается в лабораторных условиях. Итак, к раствору соляной кислоты необходимо добавить ряд следующих веществ:

1) Ингибиторы. Это такие реагенты, которые способны в существенной степени снизить уровень коррозионного влияния, которое оказывает кислота, на оборудование перекачки, транспорта и хранения кислотного раствора. Как правило, указанные вещества вносятся в количестве одного процента. Однако в остальном все зависит от качества реагента и стартовой его концентрации.

2) Интенсификаторами называются ПАВ, которые понижают в несколько раз поверхностное натяжение на границе «нефть-нейтрализованная кислота». Кроме прочего, интенсификаторы могут ускорять процесс очистки ПЗС от продуктов реакции, а также от кислоты, которая уже прореагировала. Отметим, что добавление ПАВ увеличивает степень эффективности обработок ПЗС кислотами. Некоторые ингибиторы, такие как катапин а, катамин А и марвелан к (0), одновременно служат интенсификаторами, поскольку они также являются активными поверхностно-активными веществами. В качестве интенсификаторов также используются такие поверхностно-активные вещества, как ОП-10г, ОП-7, 44-11, 44-22 и ряд других.

3) Вещества стабилизирующего типа. Отметим, что данные компоненты нужны для того, чтобы можно было всегда в растворенном виде поддерживать некоторые реактивные продукты. Например, это примеси кислоты соляной с железом, песчаниками, цементами. Также важно отметить, что указанные вещества позволяют удалять нежелательные примеси с раствора серной кислоты. Как правило, такие примеси превращаются в бариевые соли:



Как видим, раствор соляной кислоты нужно смешать с раствором бария хлорид перед тем, как влить жидкость в скважину. В конечном итоге после химической реакции получается сульфат бария. Он без проблем задерживается в растворе и выводится с пластовых пор в жидком виде с прочими элементами, которые остаются после реакции.

Известен также тот факт, что соляная кислота может активным образом реагировать с глинами. При этом на выходе химической реакции получаются соли алюминия, с песчаником, кремниевая кислота. Соли выпадают в осадок. Может для устранения солей применяться уксусный стабилизатор (CH_3COOH) и плавиковая (HF) или плавиковая кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.) [3]

Итак, чтобы изготовить качественный раствор, сначала отводится расчетное количество воды. В нее вливается стабилизатор, а также выбранный в том или ином случае ингибитор. В последний момент добавляется соляная кислота. После этого действия начинается перемешивание раствора. Далее вносится бария хлорид, вновь запускается процесс смешивания веществ. При этом могут образовываться хлопья хлорида указанного металла. Перемешивание проводится до тех пор, пока хлопья не исчезнут полностью. После внесения интенсификатора опять проводится смешивание. Раствор некоторое время выдерживается в состоянии покоя, пока не осядет сернокислый барий. [4]

Известно, что готовить растворы соляной кислоты нужно со строгим соблюдением правил ТБ. Следовательно, работники должны одевать спецодежду, очки, а также резиновые перчатки. Осторожно нужно работать и с плавиковой кислотой, которая выделяет ядовитые пары.

Итак, раствор соляной кислоты используется для того, чтобы обработать терригенные коллекторы скважин, в которых скопилось много карбонатных горных пород (больше 1%).

Обработка соляной кислотой является эффективным методом повышения проницаемости призабойной зоны, особенно в тех случаях, когда горные породы представлены карбонатными отложениями. При проектировании технологий переработки они должны основываться прежде всего на размерах обрабатываемой зоны пласта, учитывая возможность обеспечения последовательного увеличения радиуса этой зоны.

Когда мы говорим об эффективности переработки, нужно обязательно называть количественное растворение минералов карбонатного происхождения непосредственно в пласте, с образованием трещин или каналов. Размер зоны, которая обрабатывается, определяется на основании времени нейтрализации кислоты, по скорости ее движения от стенки скважины до пласта.

Особенно внимательно нужно провести работы по подготовке скважинного дна при его обработке. Например, если раствор глины попадает в пласт, то это несет множество проблем. Следовательно, перед обработкой детально промывается дно скважины от глины. Непосредственно при начале обработки принимаются меры, направленные на защиту пласта от попадания в него раствора.

1.6 Расчет необходимого объема и концентрации раствора кислот

Необходимый объем товарной кислоты (V_T) на приготовление 1 м³ кислотного раствора определяется по формуле (1.1):

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A}, \quad (1.1)$$

где V_T – объем товарной кислоты, л;

a_3 – заданная концентрация кислоты в составе, %;

ρ_3 – плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см³;

A – весо-объемная концентрация товарной кислоты, кг/л.

Плотности растворов кислот при различной концентрации представлены в таблицах 1.1 – 1.2.

Таблица 1.1 – Плотность растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при 20⁰C

Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Содержание, кг/л	Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Содержание, кг/л
1,004	1	0,011	1,118	24	0,268
1,009	2	0,021	1,126	25	0,283
1,019	4	0,042	1,121	26	0,295
1,029	6	0,063	1,136	27	0,308
1,039	8	0,084	1,138	28	0,318
1,048	10	0,106	1,146	29	0,333
1,058	12	0,128	1,148	30	0,346
1,064	13	0,141	1,156	31	0,359
1,069	14	0,151	1,158	32	0,372
1,074	15	0,164	1,164	33	0,386
1,079	16	0,173	1,168	34	0,399
1,086	17	0,185	1,173	35	0,412
1,089	18	0,197	1,178	36	0,425
1,099	20	0,221	1,186	37	0,439
1,106	21	0,233	1,188	38	0,452
1,109	22	0,245	1,195	39	0,466
1,116	23	0,258	1,199	40	0,479

Таблица 1.2 – Плотность растворов уксусной кислоты (CH₃COOH) различных концентраций при 20⁰C

Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Содержание, кг/л	Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Содержание, кг/л
0,9997	1	0,011	1,0407	32	0,334
1,0013	2	0,021	1,0418	33	0,345
1,0026	3	0,031	1,0429	34	0,356
1,0041	4	0,041	1,0439	35	0,366
1,0056	5	0,051	1,0448	36	0,377
1,0068	6	0,061	1,0458	37	0,388
1,0084	7	0,072	1,0468	38	0,399
1,0098	8	0,082	1,0478	39	0,408
1,0112	9	0,092	1,10488	40	0,421
1,0126	10	0,102	1,0499	41	0,431
1,0138	11	0,113	1,0508	42	0,442
1,0155	12	0,123	1,0517	43	0,453
1,0169	13	0,133	1,0526	44	0,464
1,0183	14	0,144	1,0543	46	0,486
1,0196	15	0,154	1,0552	47	0,497
1,0208	16	0,164	1,0558	48	0,508
1,0224	17	0,175	1,0576	50	0,528
1,0237	18	0,185	1,0583	51	0,541
1,0251	19	0,196	1,0591	52	0,552
1,0264	20	0,206	1,0598	53	0,563
1,0277	21	0,217	1,0605	54	0,574
1,0289	22	0,227	1,0612	55	0,585

1,0302	23	0,238	1,0619	56	0,596
1,0314	24	0,249
1,0327	25	0,259	1,0618	94	0,997
1,0339	26	0,268	1,0606	95	1,008
1,0348	27	0,278	1,0589	96	1,017
1,0362	28	0,291	1,0571	97	1,026
1,0373	29	0,302	1,0548	98	1,035
1,0385	30	0,313	1,0525	99	1,043
1,0396	31	0,323	1,0499	100	1,051

Необходимое количество кислотного раствора для обработки скважины, она определяется заданной глубиной ее проникновения в пласт и рассчитывается по формуле (1.2):

$$V_{KP} = \pi \cdot R_{\text{уср}}^2 \cdot H_{\phi} \cdot m \quad (1.2)$$

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

$R_{\text{уср.}}$ – показатель так называемого усредненного радиуса ОЗП, м (как правило, не меньше одного метра);

H_{ϕ} – высота интервала положения фильтра или вскрытая пластовая мощность, м;

m – коэффициент, показывающий эффективную пористость, пустотности и трещиноватость, доля единиц.

Обычно объем кислоты составляет 0,4-1 кубометр на метр вскрытой пластовой толщины.

Существует специальная формула, посредством которой проводится расчет нужного количества вспомогательных ингибиторов, реагентов коррозии, ПАВ и прочих веществ (1.3):

$$V_{BP} = \frac{V_{KP} \cdot C_P}{100}, \quad (1.3)$$

где $V_{\text{в.р.}}$ – количество вспомогательного реагента на обработку, м³;

$V_{\text{к.р.}}$ – применяемое количество раствора кислоты, м³;

$C_{\text{р.}}$ – концентрация реагента в кислотном растворе, %. [3]

1.7 Оборудование для кислотной обработки

Для приготовления и инъекции кислотных композиций необходимо использовать стандартное оборудование, обеспечивающее:

- высококачественное приготовление композиций;
- непрерывность технологического процесса;
- требуемый уровень производительности, а также давления на каждом этапе подготовки, вливания рецептур;
- безопасные условия труда. [5]

Технология проведения соляно- (глино-) кислотной обработки

Проанализировать расположение оборудования для кислотной обработки (СКЛ, ГКЛ), согласно схемам, на рисунках 1.2 и 1.3) и связать приемные и разгрузочные линии с насосами.

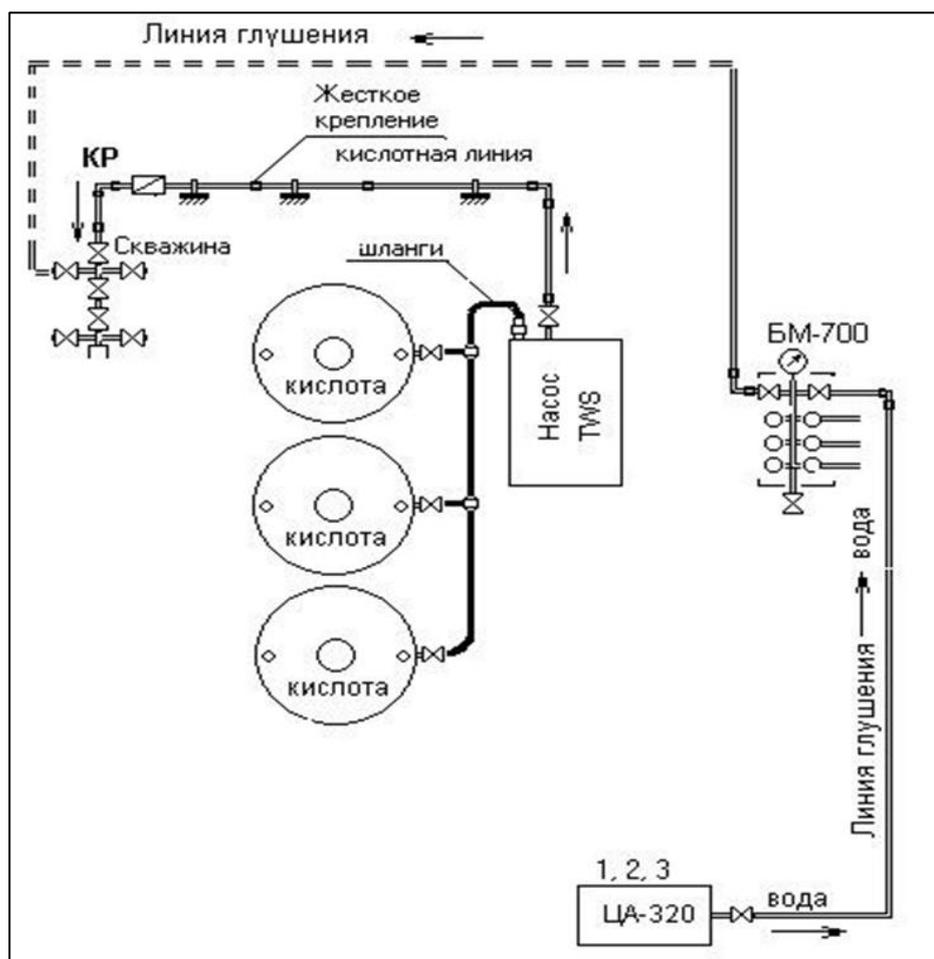


Рисунок 1.2 – Схема размещения оборудования при кислотной обработке скважин

Говоря о цементировочной установке ЦА-320, отметим, что она способна закачивать воду кислого раствора КР в пласт.

НМ – насос мембранного типа, который применяется для подачи вещества в приемный насос 9МГР, как показано на рисунке 3.2. От НМ линия собирается с труб БРС, или же с аналогичных шлангов.

Для нагнетания линии от насоса 9МГР до самой скважины применяется глушительная линия.

Насосы высокого давления имеют штатные расходомеры, чтобы закачивать КР.

Подать воду в нагнетательные линии от насосов к скважине под давлением, в полтора раза превышающим ожидаемое, но не выше 320 АТМ. для ЦА-320 и не выше максимального рабочего давления кислотного насоса ТВС №1, № 2, 9мгр(9Т), Нм. Приемная линия от буферного бака (БЭ) к насосу 9МГР, ТВС № 2 прессуется водой при 1,5 рабочем давлении в БЭ.

Заменить объем скважины подготовленной (обезвоженной) дегазированной нефтью в БЕ с насосом 9 МГР по линии глушения с подачей 0,5-3% поверхностно-активного вещества в первую порцию, равную объему насосно-дозировочной.

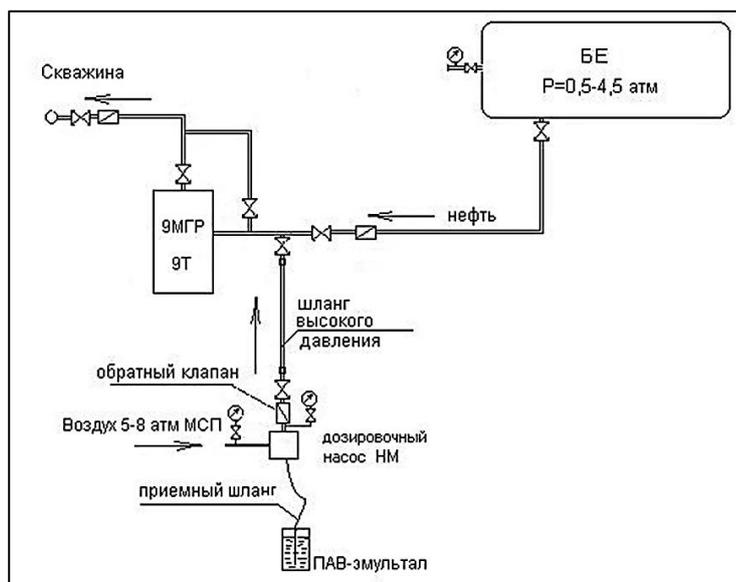


Рисунок 1.3 – Схема подключения дозирочного насоса НМ к приемной линии насоса 9МГР (9Т)

Для определения приемистости скважин ЦА откачивают воду, не превышающую объем насосно-компрессорных труб при давлении не выше 320 АТМ., при оборудовании скважин без пакера ВСО – не больше обжимного давления эксплуатационной обсадной колонны.

При низком пластовом давлении в скважине скорость отбора определяется путем откачки расчетного объема дизельного топлива из резервуара с помощью кислотного насоса ТВС.

Что касается типа жидкости, на основании которого можно определить степень приемистости скважины, то он выбирается для каждой скважины по отдельности, отражается по плану работ.

Если имеется закрытое затрубное пространство, то кислотный раствор в расчетном количестве закачивается посредством насоса ТWS с кислотных резервуаров. Давление закачки раствора не должно быть больше, чем 320 атмосфер.

Кислотный раствор необходимо вдавить в пласт с помощью расчетного количества соответствующей жидкости. Для этой цели включается агрегат ЦА-320, нефтью или БЕ насосом типа 9МГР; если будет использован насос ТWS, то используется дизельное топливо. Давление, с которым продавливается кислотный раствор, не должно превышать 320 атмосфер. Продавка осуществляется при максимальном давлении, а также с максимальным расходом для глубокого и равномерного попадания кислоты на пласт.

Как только раствор будет внутри скважины, ее закрывают на полчаса для реакции. Как только закончится процесс продавки кислотного раствора, можно приступать к промыванию нагнетательных линий водой. Через некоторое время начинается освоение скважины. Это выполняется посредством газлифта на блок освоения или нефтегазовых сепараторов до того момента, пока не будет получен стабильный приток нефти.

Технология проведения обработки нефтекислотной эмульсией

Изначально все оборудование, как положено – расставляется для осуществления НКЭ, по схеме, которая предложена на рисунке 1.3. Нагнетательные, приемные линии с насосами – обвязываются.

Рассмотрим насос НМ для подачи химического вещества на прием TWS №2. Как ранее было сказано, от НМ нагнетательная линия собирается с труб, которые имеют БСР, или с аналогичных шлангов высокого давления.

Устройство TWS №1, которое оснащается штатным расходомером для закачивания раствора, а также для закачки нефти. Нагнетательную и приемную линию создают с труб или шлангов БРС.

Нефть подается по линии обратной циркуляции с буферной емкости (БЕ), через линию с БРС к приемнику насоса №2.

Проводится опрессовка нагнетательных линий с помощью воды. С этой целью включаются насосы до скважины на полуторократное давление, но не больше 320 атмосфер для ЦА, а также не больше максимально давления работы кислотного насоса TWS, насоса 9МГР(9Т), НМ. От буферной емкости приемная линия до самого насоса №2 – опрессовывается водой, на полуторное рабочее давление в буферной емкости.

Объем скважины заменяется на обезвоженную в буферной емкости дегазированную нефть. Для этого включается насос 9МГР по линии глушения с подачей ПАВ 0,5-3% в начальную порцию. Отмечаем, что ее объем равен НКТ от дозирующего насоса – по схеме, как показано на рисунке 1.3.

Теперь нужно установить приемистость скважины с ЦА закачкой воды в объеме, который не превышает объема НКТ с давлением до 320 атмосфер, при оборудовании скважины без пакера ВСО – не больше, чем предусмотрено давление для самой опрессовки колонны.

Если в скважине имеется низкое пластовое давление, то для становления параметров приемистости определяют прокачку расчетного объема ДТ с емкости кислотным насосом TWS.

Что касается типа жидкости для определения приемистости скважины, то он выбирается для каждой скважины по отдельности, отражается в плане работ.

В положении перекрытого затрубного пространства в скважину подается расчетное количество кислотного раствора с включением насоса №1 с кислотных резервуаров, одновременно насосом №2 подается нефть с буферной емкости.

Насосом № 2 продавливается кислотный раствор в пласт. Давление должно быть не более 320 атмосфер. Продавка КР осуществляется при максимальном давлении и расходе жидкости.

Как только раствор будет внутри скважины, ее закрывают на полчаса для реакции. Как только закончится процесс продавки кислотного раствора, можно приступать к промыванию нагнетательных линий водой. Через некоторое время начинается освоение скважины. Это выполняется посредством газлифта на блок освоения или нефтегазовых сепараторов до того момента, пока не будет получен стабильный приток нефти. Схема размещения оборудования при обработке скважин нефтекислотной эмульсией представлена на рисунке 1.4. [6]

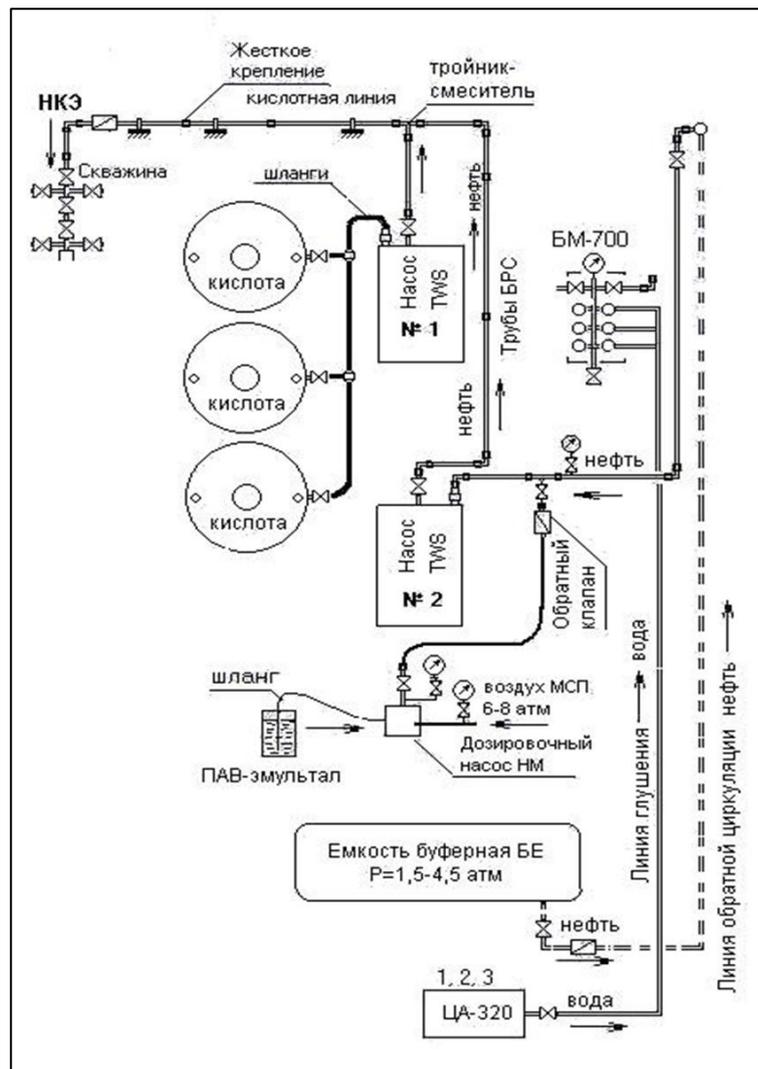


Рисунок 1.4 – Схема размещения оборудования при обработке скважин нефтекислотной эмульсией

1.8 Технология подбора скважин – кандидатов для проведения кислотных обработок скважин

Организация процессов кислотных обработок включает в себя управление группой процессов, выполняемых различными подразделениями предприятия по добыче нефти и газа (ПДНГ) 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.

Гидродинамическим параметром, 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.

В общем случае алгоритм выбора скважин под обработку можно представить следующим образом (рисунок 1.5):

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 геолого-технических мероприятий);

- на которых имеет место снижение $P_{пл}$ (недокомпенсированные участки – краевые зоны, недоформированные ячейки);

- снижение дебита на которых связано со снижением производительности насосов (высокий межремонтный период);

- 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 1.5 – Блок-схема выбора скважин кандидатов под обработку призабойной зоны

Как только для обработки будет подобрана та или иная скважина, компания по добыче нефти и газа (ПДНГ) вместе с НИПИморнефтегаз (если в том есть особая потребность), определяют, какой будет использован способ составления кислотного раствора, собственно – какой выбрать раствор. (СКР, ГКР, НКЭ). [4]

Чтобы обработать скважину, для нее в индивидуальном порядке необходимо составить «План проведения обработки призабойной зоны» (ОПЗ) с применением кислотного состава». В данный план входят следующие пункты:

- информация общего характера по скважине;
- текущее состояние скважины;

- цель, с которой будет проводиться обработка;
- работы, которые раньше проводились на данном месте;
- сведения ГДИ скважины до момента ОПЗ;
- работы подготовительного плана;
- последовательность требуемых операций;
- безопасность персонала.

В плане физических, геологических параметров пласта, по конструкции скважины осуществляются расчетные работы по объемам закачиваемых жидкостей:

- кислотные растворы вычисляются по формулам (1.2), (1.3) и (1.4).
- продавочной жидкости при кислотной обработке по формуле:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{НКТ}} + k \cdot V_0, \quad (1.5)$$

где $V_{\text{НКТ}}$ – объем НКТ от устья до башмака;

V_0 – общий объем эксплуатируемой колонны от башмака НКТ до нижнего отверстия интервала перфорации или же до забоя, если створ пребывает в открытом положении, м³;

k – коэффициент увеличения объема продавочной жидкости, который зависит следующих факторов:

- физические, геологические параметры пласта, на котором проводится обработка;
- количество проведенных на скважине операций ОПЗ;
- тип обработки с помощью кислотного раствора.

Отметим, что представленный коэффициент можно определить индивидуально для той или иной скважины, для типа кислотной обработки.

Как только будет составлен план, нужно подготовить требуемое оборудование по рисунку 1.1, 1.2 при соляно-кислотной обработке. По рисунку 1.3 – если скважина обрабатывается нефтекислотной эмульсией.

1.9 Анализ накопленного опыта применения технологий

В настоящее время соляно-кислотная обработка (СКО) и глино-кислотная обработка (ГКО) широко распространены не только в Западной Сибири, а также в России и во всём мире. Многочисленный опыт работ подчёркивает эффективность данных мероприятий.

ООО «РН- Юганскнефтегаз» ведет разработку лицензионных участков Ханты-Мансийского автономного округа: месторождения, разрабатываемые Юганскнефтегазом, содержат примерно 16% промышленных запасов нефти Западной Сибири. Более 80% доказанных запасов Юганскнефтегаза сосредоточено на Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном месторождениях. Месторождения региона имеют серьезный потенциал для увеличения запасов и добычи углеводородов за счет детальной доразведки нижележащих и пропущенных пластов на ранних этапах освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Для повышения эффективности разработки, на месторождениях проводятся различные виды геолого-технических мероприятий, широко используются физико-химические методы повышения нефтеотдачи, внедряются системы одновременно-раздельной эксплуатации.

Исследования фирмы ВJ-сервис показали, что растворимость в кислоте пород месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» колеблется от 9 до 28 %.

Значительный разброс означает, что для ряда месторождений обработка соляной кислотой безуспешна 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 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» ввиду высокого содержания в них алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимости воздействовать именно на скелет породы является глинокислотная обработка.

За двухгодовалый период солянокислотная обработка совместно с поверхностно-активными веществами (ПАВ) была применена на 732 скважинах месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», средний прирост дебита нефти составил 10,6 т/сут, а глинокислотная на 103 скважинах имела средний прирост 8,65 т/сут.

После проведения в НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» мероприятий по обработке ПЗП позволило увеличить добычу нефти на 1231,7 т.

Анализируя разработку Самотлорского месторождения, то там специалисты ОАО «Самотлорнефтегаз» провели работы по обработки добывающих скважин, в ходе которых осуществлено 237 операций обработки кислотами. Эффективность мероприятий составила 42%, а средний прирост в сутки тогда составил 2,7 тонны нефти. Говоря о средних параметрах, нужно сказать, что удельная добыча по всем объектам указанного месторождения составила в 2017 году 426,6 тонн нефти на эксплуатацию одной только скважины.

В том же году на Приразломном месторождении в течение 4 месяцев было обработано глинокислотой 17 скважин и соляной кислотой 45 скважин, что увеличило добычу на 14 т / сут. В совокупности кислотные обработки (СКО и ГКО) составили 62% от общего числа ГТМ.

С 2015 по 2016 год на месторождениях ПАО АНК «Башнефть» было проведено 105 операций по кислотной очистке скважин, средний прирост добычи нефти составил около 2,58 т / сут.

На Волковском месторождении в период с 2015 по 2019 гг. проведены 33 скважино-операции по СКО, и 18 скважино-операций по ГКО. Дополнительная добыча нефти составила 275,3 т и 772,4 тонн соответственно.

На нефтяном месторождении Чанцин, в Китае, по данным журнала «WU Xiongjun», эффективность после проведения КО в 2018 году достигла хороших результатов. В среднем дебит вырос на 2,81 т/сут.

Но есть и отрицательные результаты применения кислотных ОПЗ. Так, на Средне-Хулымском месторождении Ямало-Ненецкого Автономного округа Тюменской области в период 2015-2018 гг. при обработке 38 эксплуатационных скважин рентабельное увеличение дебита составило всего 60% от объема работ, в то время как средний прирост по всему месторождению остался прежним.

Современный отечественный и зарубежный опыт применения обработки призабойной зоны кислотными составами говорит о высокой положительной результативности. В большинстве случаев средний прирост дебита превышает 3,2 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 поверхностно-активных веществ (ПАВ). [7]

2 Эффективность применения кислотных обработок на примере месторождения X

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение X находится в северной части Западно-Сибирской равнины, участок относится большей мерой к Надымской нефтегазоносной области.

Месторождение открыто в 1993 году, введено в разработку в 1996 году.

Продуктивная часть осадочного слоя месторождения представлена многослойным песчаным интервалом, состоящим из 27 продуктивных пластов.

Строение продуктивных пластов данного месторождения – это в основном песчаники, которые сильно разделены по разрезу, хорошо выдержаны по площади. Что касается крупных залежей по объемам запасов, то они относятся к пластам группы BC_{10}^1 , AC_4 , AC_6 , BC_7^2 , BC_{11} , ПК. [1]

2.2 Анализ эффективности технологии проведения кислотных обработок

Статистика показывает, что за 2017 год на месторождении было проведено 27 операций на скважинах, в том числе – 24 обработки ПЗС в добывающих скважинах (рисунок 2.1), 2 обработки в нагнетательной скважине и одна обработка непосредственно в скважине разведывательного типа.

В ОПЗ операции выполнены согласно технологии кислотной обработки глино-кислотным раствором (ГКР). По скважине 1021-005 ОПЗ осуществляли с целью разблокировки ПЗП скважины и применяли соляно-кислотный раствор (СКР).

Таким образом, коэффициент успешности работ по добывающим скважинам составил 57% и 100% эффективность отмечается в нагнетательных скважинах. Общая дополнительная добыча нефти на 1 января 2019 года составляет 17824 тонны, а дополнительная закачка – 167 кубометров.

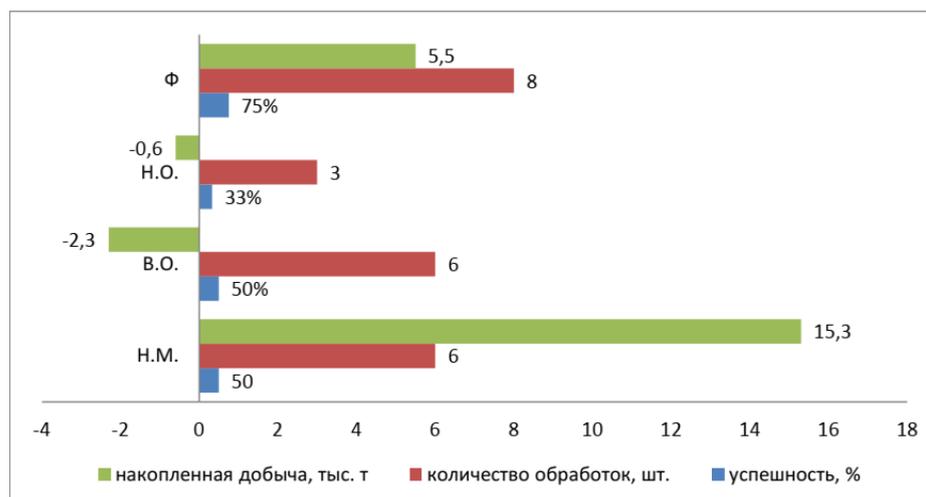


Рисунок 2.1 – Показатели обработок в добывающих скважинах и дополнительная добыча нефти по объектам

Основная дополнительная нефтедобыча (15,4 тысячи тонн, 85,5% от общей дополнительной добычи нефти), получена преимущественно после того, как выполнены все ОПЗ с помощью ГКР нижнемиоценовых отложений. Максимально высокий коэффициент успешности был замечен при обработке кислотой фундамента (75,5%). Таким образом, все операции позволили получить 5600 тонн дополнительной нефти на добыче.

Отметим, что общая дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий по нижнему и верхнему олигоцену, имеет негативное значение. Чтобы объяснить данную тенденцию, отметим неуспешные обработки на нескольких скважинах.

По 12 операциям из 27 были получены негативные результаты.

Главные причины этого:

- ОПЗ проводились без явных признаков загрязнений;
- геологические условия и рецептура не были сопоставлены:
 - а) В пласте выпадали нерастворимые осадки;
 - б) Понижается пластовое давление;
 - в) Продукция становится более обводненной;
 - г) Глинистые материалы начинали разбухать.

- проведение ОПЗ на объектах, вскрываемых при КРС или при бурении без ГДИ.

В качестве возможной причины, по которым ОПЗ привели к неудачам, можно назвать, кроме прочего, неэффективность технологии с применением ГКР, в условиях пониженного давления на пласте.

Для решения проблемы набухания глин, при взаимодействии их с кислотами, необходимо найти и интегрировать особые добавки, которые бы позволили исключить перечисленные риски.

Говоря о неэффективной обработке фундамента, можно сказать, что кислотный состав, как водный раствор, проникает исключительно в водонасыщенные, высокопроницаемые интервалы. При этом совершенно никакого воздействия не оказывается на часть коллектора, насыщенную нефтью.

Таким образом, чтобы повысить степень эффективности обработок ПЗП, нужно максимально ответственно и грамотно подходить к кандидатам, их выбору для проведения ОПЗ. При этом важно подтверждать потребность проведения ГДИ перед обработкой. Скважины с высокой долей риска того, что расчетный прирост после ОПЗ не будет достигнут, нужно исключить из анализа.

Нельзя забывать о том, что обязательными являются комплексные исследования в лабораторных условиях на образцах кернов продуктивных отложений месторождений, цель которых выбор оптимальной концентрации кислоты, технологий. Чтобы повысить степень эффективности, с которой проводится обработка скважин, нужно выбирать и испытывать технологии, направленные на селективную обработку ПЗП скважин. [8]

3 Повышение эффективности проведения кислотных обработок на месторождении X

Рассмотрим возможность повышения эффективности СКО на примере скважины №1

Скважина №1 пробурена в 1999 году. После проведения ПВЛГ осенью 2010 года среднесуточный ее дебит по нефти составлял 61 тонну в сутки и обводненность продукции – 0,35%. На ноябрь 2017 года дебит составляет 70,8 тонн в сутки. Динамика работы скважины показана на рисунке 3.1.

По результатам проведения ГДИС было получено, что пластовое давление равно 163,4 атмосферы; забойное давление равно 58-60 атм, температура равна 56-57 °С, обводненность равна 23%, дебит жидкости ($Q_{ж}$) равен 120м³/сут., дебит нефти ($Q_{н}$) равен 70,8 тонн/сут.

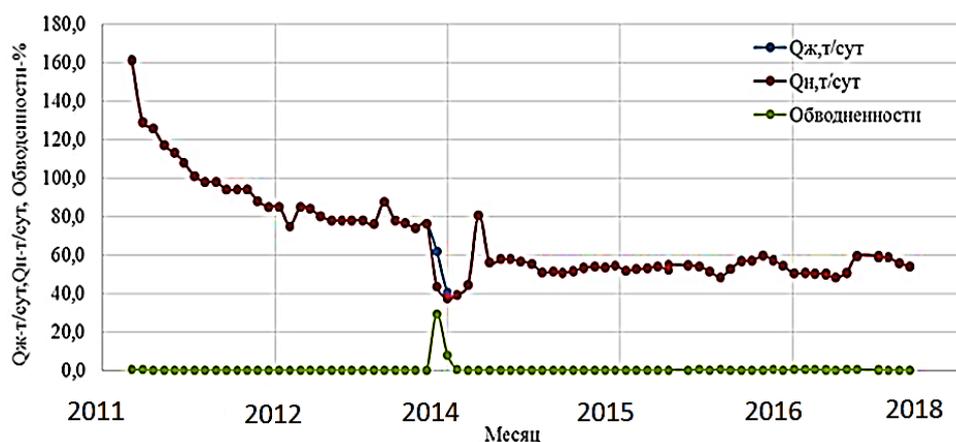


Рисунок 3.1 – График работы скважины БС¹₁

По результатам интерпретации ГДИС значение текущего скина, $S_{тек.} = 2$. Прогнозный показатель после выполнения ГКР составляет – $S_{ожд.} = 0$ (чистая ПЗП). Так, ожидаемый прирост, по данным моделирования, и дополнительная добыча скважины после ОПЗ показаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Прогноз дополнительной добычи скважины после проведения обработки призабойной зоны скважины БС¹₁

Скважина	Вид ОПЗ	Q _н перед ОПЗ, т/сут.	Примечание при планировании ОПЗ	Q _н перед ОПЗ, т/сут.	Прирост, т/сут
БС ¹ ₁	ГКР	70,8	После КРС	78	6,4

3.1 План проведения обработки призабойной зоны скважины №1

Данные по скважине №1 (рисунок 3.2):

- Категория скважин: эксплуатационная.
- Способ эксплуатации: газлифтный
- Эксплуатационная колонна:
 - Диаметр Ф 195 x 179 мм
 - Башмак эк/к. на гл. 3750 м
 - Опрессована эк/к. на 260 атм морской водой – герметично.
- Искусственный забой – 3470 м
- Интервал перфорации: 3414 – 3455
- Фонтанная арматура: ИКС-100/50-350
- Объемы: V_{нкт} = 11,5 м³, V_о = 1,82 м³, V_{затр} = 62,7 м³

Текущее состояние скважин

P_б = 18атм; P_з = 59-61 атм; T = 55-56°С; % H₂O = 22; Q_ж = 120м³/сут. ; Q_н = 70,8тонн/сут.; Q_г = 22182 м³/сут. , Q_{г/л} = 9995 м³/сут [6].

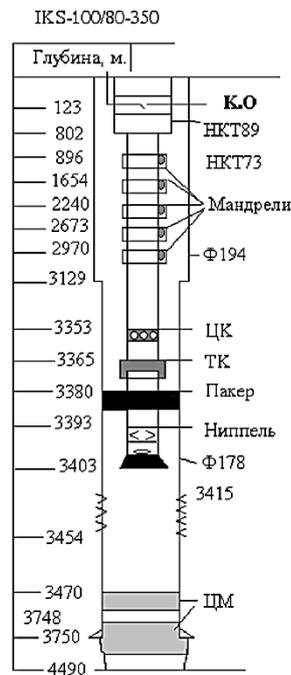


Рисунок 3.2 – Эскиз схемы скважины №1

Объем НКТ определим по формуле (3.1):

$$V_{\text{НКТ}} = \sum_{i=1}^n l_i \cdot \pi \cdot r_i^2, \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

где l_i - длина i -ой НКТ, соответствующая радиусу r_i ;

$$r_i = [(D_i - 2 \cdot \delta_i) / 2]^2;$$

D_i - наружный диаметр i -ой НКТ;

δ_i - толщина стенки i -ой НКТ;

НКТ с $\Phi 89$ мм: $l_1 = 802$ м; $\delta_1 = 0,00645$ м; $D_1 = 0,089$ м;

НКТ с $\Phi 73$ мм: $l_2 = 2601$ м; $\delta_2 = 0,00551$ м; $D_2 = 0,073$ м.

Подставляя эти значения в формулу (3.1) получим внутренний объем НКТ:

$$V_{\text{внутНКТ}} = 802 \cdot 3,14 \cdot [(0,089 - 2 \cdot 0,00645) / 2]^2 + 2601 \cdot 3,14 \cdot [(0,073 - 2 \cdot 0,00551) / 2]^2 = 3,65 + 7,84 = 11,49, \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем затрубного пространства.

Внешний объем НКТ над пакером (до 3380 м):

НКТ с $\Phi 89$ мм: $l_1 = 802$ м; $\delta_1 = 0,00645$ м; $D_1 = 0,089$ м;

НКТ с $\Phi 73$ мм: $l_2 = 2578$ м; $\delta_2 = 0,00551$ м; $D_2 = 0,073$ м.

$$V = 802 \cdot 3,14 \cdot (0,089/2)^2 \cdot 2579 \cdot 3,14 \cdot (0,074/2)^2 = 4,98 + 10,79 = 15,77, \text{ м}^3$$

Объем обсадной колонны до пакера (до 3380 м):

КО с $\Phi 194$ мм: $l_1 = 3129$ м; $\delta_1 = 0,0107$ м; $D_1 = 0,195$ м;

КО с $\Phi 178$ мм: $l_2 = 251$ м; $\delta_2 = 0,00918$ м; $D_2 = 0,179$ м.

$$V_{\text{КОнад}} = 3129 \cdot 3,14 \cdot [(0,195 - 2 \cdot 0,0107) / 2]^2 + 251 \cdot 3,14 \cdot [(0,179 - 2 \cdot 0,00918) / 2]^2 = 73,34 + 5,02 = 78,37, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{затру}} = V_{\text{КО над}} - V_{\text{внеш НКТ}} = 78,37 - 15,77 = 62,50 \text{ м}^3$$

Произведем расчет объема пространства с головы воронки до нижней границы перфорации (V_o):

Внешний объем НКТ под пакером (от 3380 до 3403 м):

НКТ с $\Phi 73$ мм: $l_2 = 24$ м; $\delta_2 = 0,00551$ м; $D_2 = 0,074$ м.

$$V = 24 \cdot 3,14 \cdot (0,074 / 2)^2 = 0,10, \text{ м}^3$$

Объем обсадной колонны от пакера до нижней границы перфорации (от 3380 до 3470 м):

КО с $\Phi 178$ мм: $l_2 = 90$ м; $\delta_2 = 0,00918$ м; $D_2 = 0,179$ м.

$$V_{\text{КОпод}} = 90 \cdot 3,14 \cdot [(0,179 - 2 \cdot 0,00918) / 2]^2 = 1,80, \text{ м}^3$$

$$V_o = V_{\text{КО под}} - V_{\text{внеш НКТ под}} = 1,80 - 0,10 = 1,7 \text{ м}^3.$$

Теперь необходимо установить расход реагентов, с помощью которых готовились КР. Рассчитаем требуемые кислотные объемы, а также объемы ДТ в пласте:

$$V_{\text{кислоты}} = \pi \cdot R_{\text{уср}}^2 \cdot H_{\text{ф}} \cdot m = \pi \cdot 1^2 \cdot 22 \cdot 0,2 = 13,82 \approx 14 \text{ м}^3$$

где $V_{\text{кислоты}}$ – объем КР, который будет отправлен на обработку скважины, м³;

$R_{\text{уср}}$ – усредненный радиус обрабатываемой зоны пласта, м;

$H_{\text{ф}}$ – высота интервала фильтра, (вскрытая мощность пласта), м;

$$H_{\text{ф}} = (3454-3450) + (3445-3438) + (3431-3425) + (3422-3420) + (3418-3415) = 22 \text{ м};$$

m – коэффициент эффективной пористости, трещиноватости, пустотности, доля единицы.

Теперь нужно установить объем дизельного топлива (ДТ), с помощью которого кислота будет продавлена в пласт:

$$V_{\text{ДТ}} = V_{\text{кислоты}} + V_{\text{НКТ}}_{\text{внут}} + V_{\text{O}} = 13,83 + 11,48 + 1,7 = 27,01 \text{ м}^3$$

Далее нужно найти объем, а также массу химических реагентов для подготовки одного кубометра ГКР:

Для соляной кислоты (HCl) используем формулу 3.2:

$$V_{\text{т}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 13 \cdot 1,063}{0,368} = 375,52 \text{ л} \quad (3.2)$$

где $V_{\text{т}}$ – объем товарной кислоты, л;

$a_3 = 13$ – заданная концентрация кислоты в составе, %;

$\rho_3 = 1,063$ – плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см³;

$A = 0,368$ – весо-объемная концентрация товарной кислоты, кг/л.

$$A_{\text{мHCl}} = V_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{т}} = 375,52 \cdot 1,155 = 433,72 \text{ Кг}$$

Аналогично, для фтористой кислоты (HF):

$$V_{\text{т}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,005}{0,578} = 37,78 \quad (3.3)$$

где $a_3 = 2$ %;

$\rho_3 = 1,005$ г/см³;

$A = 0,578$ кг/л.

$m_{\text{HF}} = V_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{т}} = 37,78 \cdot 1,15 = 43,45 \text{ Кг}$.

Для уксусной кислоты (CH₃COOH):

$$V_{\text{т}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,0055}{1,05} = 28,82 \text{ л} \quad (3.4)$$

где $a_3 = 2$ %;

$\rho_3 = 1,0055$ г/см³;

$A = 1,05$ кг/л.

$m_{\text{CH}_3\text{COOH}} = V_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{т}} = 28,82 \cdot 1,0498 = 30,27 \text{ Кг}$

Что касается объемов, масс ингибитора, прочих компонентов, которые будут использованы для изготовления одного кубического метра КР, можно найти по формуле (3.4).

Объем ингибиторов коррозии:

$$V_{\text{АП-240}} = \frac{V_{\text{скр}} \cdot C_{\text{АП-240}}}{100} = \frac{14 \cdot 2}{100} = 0,28, \quad \text{м}^3;$$

$$V_{\text{АИ-600}} = \frac{V_{\text{скр}} \cdot C_{\text{АИ-600}}}{100} = \frac{14 \cdot 2}{100} = 0,28, \quad \text{м}^3;$$

Объем ПАВ:

$$V_{\text{ПАВ}} = \frac{V_{\text{скр}} \cdot C_{\text{ПАВ}}}{100} = \frac{14 \cdot 0,5}{100} = 0,07, \quad \text{м}^3;$$

Объем НТФ

$$V_{\text{НТФ}} = \frac{V_{\text{скр}} \cdot C_{\text{НТФ}}}{100} = \frac{14 \cdot 1}{100} = 0,14, \quad \text{м}^3;$$

Таким образом, итоги расчетов количества реагентов, требуемых для приготовления 14 кубометров ГКР приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Химические реагенты необходимые для приготовления 14м³ кислотного раствора ГКР

Наименование химических реагентов	Концентрация товарного реагента(%)	Концентрация в растворе (%)	масса (кг)	Объем (л)
CL	31	13	6072	5257
HF	50	2	560	487
CH ₃ COOH	100	3	422	402
ВАИ-240	-	2		280
ВАИ-600	-	2		280
ВПАВ	-	0,5		70
ВНТФ	-	1		140
другие				6789
Сода Na ₂ CO ₃	100	15	1000	

Далее нужно привести последовательность приготовления:

- берется 2 емкости, объем каждой с которых составляет 7 м^3 . Чтобы приготовить ГКР берут $3,5 \text{ м}^3$ пресной технической воды и растворяют в ней расчетное количество уксусной кислоты – примерно $0,201 \text{ м}^3 (\approx 0,03 V_{\text{к.р.}})$;

– вносится расчетный объем соляной кислоты – $2,6386 \text{ м}^3$, добавляют все реагенты вспомогательного типа, кроме ингибитора кислотной коррозии. Количества тут веществ определены по формуле (3.4);

- вносится расчетный объем товарной плавиковой кислоты в объеме $0,2436 \text{ м}^3 (\approx 0,03 V_{\text{к.р.}})$; потом добавляется пресная техническая вода общего раствора, который составляет $V_{\text{к.р.}}$. Далее полученные компоненты смешиваются насосом до получения однородной массы. Перемешивание продолжается минимум 15 минут. Когда выполняется ОПЗ скважины, техническая вода обрабатывается поглотителем растворенного кислорода в количестве 100 грамм на м^3 . После того, как это вещество будет введено в воду, нужно обеспечить ее перемешивание в течение получаса;

- ингибитор кислотной коррозии вводится в КР перед тем, как его закачают в скважину. Если применяется ингибитор коррозии, то руководствуются нормативным документом «Регламент применения и нормы расхода ингибитора коррозии».

Расстановка оборудования для проведения нефтекислотной обработки по рисункам 1.3, 1.4.

Технология проведения ОПЗ:

1) В объеме 14 м^3 закачивается ДТ в НКТ при перекрытом затрубном пространстве (объем закачки составляет $1,2 V_{\text{нкт}}$);

2) При закачке ДТ нужно установить уровень жидкости в затрубном пространстве;

3) 14 м^3 ГКР закачивается в НКТ при закрытом затрубном пространстве. После того, как будет закачана кислота, определяется уровень жидкости по затрубному пространству.

4) 27 м³ дизельного топлива закачивается в НКТ. После этого определяется уровень жидкости в затрубном пространстве;

5) Закачивается раствор 15% Na₂CO₃ в объёме – 1-3 м³ в затрубное пространство при закрытом пространстве.

б) Проверяются требуемые параметры при освоении.

$P_{\text{мах. закачки}} = 240 \text{ атм.}$ ($P_{\text{мах опрессовке э/к.}} = 260 \text{ атм.}$)

7) Итоги прироста дебита нефти после того, как проводится ОПЗ с помощью ГКР для скважины №1 месторождения X сведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результат добычи нефти по применению обработки призабойной зоны глино-кислотными растворами для скважины №1

Скважина	Вид ОПЗ	Q _н перед ОПЗ, т/сут.	Q _н после ОПЗ, т/сут.	Прирост, т/сут	Дополнительная добыча нефти на 01.01.2018г.
БС ¹ ₁	ГКР	70	86	16	4065

На основании полученных сведений в плане применения ОПЗ отмечается прирост в добыче нефти на 18 процентов.

Оценим экономическую эффективность мероприятия, данные для расчёта приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение
Дополнительно полученные объёмы добычи за счет проведенной обработки Qдоп, тонн	4065
Стоимость добытой нефти на рынке, руб/т	14687,3
Стоимость нефти товарная, руб/т	20975,8
Налог на прибыль, ставка, %	20
Условно переменные расходы на 1 тонну добытой продукции	51
Цена нефти по полной себестоимости, %	
Налог на недра, %	18
Экспортный налог, %	5

3.2 Затраты на проведение мероприятия

В таблице 3.5 приведены объемы химических реагентов, которые задействованы в приготовлении ГКР; указана их стоимость на рынке.

Таблица 3.5 – Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Объём, м ³	Стоимость 1 м ³ , руб
Соляная кислота	5,258	5365
Плавиковая кислота	0,498	4611
Уксусная кислота	0,403	2789
Ингибиторы коррозии	0,560	183000
ПАВ	0,700	580000
НФТ	0,140	136000
эмульгатор	0,375	479000
Техническая вода	6,078	580

Затраты на материалы определим по формуле (3.5):

$$Z_{\text{мат}} = \sum V_i \cdot C_i, \quad (3.5)$$

где V_i – объем i -го материала, м³;

C_i – стоимость 1 м³ i -го материала, руб/м³.

$$Z_{\text{мат}} = 5,258 \cdot 5365 + 0,498 \cdot 4611 + 0,403 \cdot 2789 + 0,560 \cdot 183000 + 0,700 \cdot 580000 + 0,140 \cdot 136000 + 0,375 \cdot 479000 + 6,078 \cdot 580 = 742299,66 \text{ руб};$$

Затраты на использование специальной техники определим по формуле (3.6):

$$Z_{\text{спец.тех.}} = \sum (T_{\text{исп.м}} \cdot C_{\text{с.т.м}}), \quad (3.6)$$

где $T_{\text{исп.м}}$ – время задействования специальной техники, час;

$C_{\text{с.т.м}}$ – цена, которую берут за 1 час работы специальной техники, руб/час.

Стоимость, а также время работы 1 часа специальной техники – в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Насос T.W.S-250	35	195
Насос T.W.S-500	35	195
ЦА – 320, 2 шт.	6	175
Азинмаш --30	4	155
Водовоз	5	139

$$Z_{\text{спец.тех}} = 35 \cdot 195 + 35 \cdot 195 + 6 \cdot 175 \cdot 2 + 4 \cdot 155 + 5 \cdot 139 = 17650,00 \text{ руб.}$$

Расходы, которые предназначены на выплату зарплаты сотрудникам компании, можно определить по формуле (3.7):

$$Z_{\text{зп}} = \sum c_{\text{ri}} \cdot t \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{рк}} \cdot k_{\text{соц.от}}, \quad (3.7)$$

где c_{ri} – тарифная ставка по часам i -го сотрудника n -го разряда; t – норма времени, час;

$k_{\text{пр}}$ – премия, в долях единицы;

$k_{\text{рк}}$ – районный коэффициент, доля единицы;

$k_{\text{соц.от}}$ – отчисления на социальные потребности, доля единицы.

В таблице 3.7 представлены сведения для расчета расходов на выплату зарплаты.

Таблица 3.7 – Исходные данные для расчёта затрат бригады капитальных ремонтных скважин (КРС)

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, час	Премия, %	Районный коэффициент, %	Отчисления на социальные нужды, %
Мастер (1 чел.)	1	31,8	40	80	0	0
Бурильщик (1 чел.)	1	21,8				
Помощник бурильщика (4 чел.)	4	18,5				
Рабочие (10 чел.)	10	14,8				

$$Z_{\text{зп}} = (31,8 + 21,8 + 18,5 \cdot 4 + 14,8 \cdot 10) \cdot 40 \cdot 1,8 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 19757,90 \text{ руб.}$$

Единовременные затраты на КРС определяются по формуле (3.8):

$$Z_{\text{крс}} = (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{спец.тех}}), \quad (3.8)$$

где $Z_{зп}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим;

$Z_{\text{мат}}$ – затраты на материалы;

$Z_{\text{спец.тех}}$ – затраты на использование спец.техники.

$$Z_{\text{крс}} = 19757,90 + 742299,66 + 17650,00 = 779707,56 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле (3.9):

$$Z_{\text{т}} = Z_{\text{крс}} + Z_{\text{э}}, \quad (3.9)$$

где $Z_{\text{крс}}$ – единовременные затраты на КРС, тыс. руб;

$Z_{\text{э}}$ – затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. руб.

Затраты на добычу дополнительной нефти определим по формуле (3.10):

$$Z_{\text{э}} = Q_{\text{доп.}} \cdot Z_{\text{уп}}, \quad (3.10)$$

где $Z_{\text{уп}}$ – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т (51% от себестоимости добычи нефти);

$$Z_{\text{э}} = 4065 \cdot (0,51 \cdot 14687,3) = 30448976,00 \text{ руб.}$$

Тогда затраты на проведение мероприятия равны:

$$Z_{\text{т}} = 779707,56 + 30448976,00 = 31228683,55 \text{ руб.}$$

3.3 Расчёт выручки от реализации

Если в целом говорить о выручке от реализации представленного мероприятия, то она обусловлена получением дополнительных объемов на добыче – от увеличения проницаемости ПЗП. Таким образом, выручка от реализации продукции (В) может быть найдена в качестве произведения стоимости от реализации нефти и дополнительной добычи нефтепродуктов:

$$B = (Ц \cdot Q_{\text{доп}}), \quad (3.11)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, т;

Ц – стоимость продажи 1 тонны нефти, руб.

$$B = 4065 \cdot 20975,8 = 85266627,00 \text{ руб.}$$

3.4 Расчет экономической эффективности

Расчет экономической степени эффективности осуществления обработки кислотным составом построен на принципе расчета выручки от продажи товарной продукции. Ее можно найти следующим образом:

$$\text{ЧП} = \text{В} - \text{R} - \text{Э} - \text{N} - \text{З}_{\text{СП}}, \quad (3.12)$$

где ЧП – объем чистой прибыли СП;

В – прибыль от продажи дополнительных объемов нефти, которые получены при проводимых мероприятиях;

R – 18% - НДС или налог от эксплуатации недр;

Э – 5% от выручки – налог на экспорт;

N – налог на прибыль (20 % от расчетной прибыли, Пр);

$\text{З}_{\text{СП}}$ – фактические затраты СП обусловленные проводимым мероприятием.

$$\text{З}_{\text{СП}} = \text{З}_{\text{T}} = 31228683,55 \text{ руб.};$$

Расчетную прибыль можно найти по формуле:

$$\text{Пр} = \text{В} - \text{R} - \text{Э} \quad (3.13)$$

$$\text{Пр} = 85266627,00 - 15347992,86 - 4263331,35 = 65382158,15 \text{ руб.};$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{Пр} - \text{N} - \text{З}_{\text{СП}} = 65382159,15 - (20 \cdot 65382159,15 / 100) - 31228683,55 = 21077043,77 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта экономической эффективности приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – – Итоги расчета экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительные объемы по добыче нефти, тонн	4065
Расходы, предназначающиеся на проведение мероприятия, тыс. руб.	31228,68
Прибыль от продаж, В, тыс. руб.	85266,62
Прибыль от мероприятия, тыс. руб.	65382,16
Чистая прибыль от мероприятия, тыс. руб.	21077,04

Как видим, задействование метода ГКО скважин согласно техническим, геологическим условиям пластов, самих скважин, дает возможность справиться с задачами по обработке ПЗС кислотными составами. Также использование указанного метода дает возможность сберечь некоторые затраты, обусловленные ремонтом оборудования, трубопроводов, которые выходят из строя по причине воды в продукции. Рационально используется энергия на добычу нефти, газа через восстановление емкостных, фильтрационных свойств пород на ПЗС. Таким образом, проект интеграции ГКО скважин – ресурсосберегающий, целесообразный и эффективный в экономическом плане.

Вывод: Посредством применения ГКО было получено дополнительно 4065 тонн нефти. В то же время объем чистой прибыли составил 21077,04, тысячи рублей. Проведя несложные расчеты, можно сказать, что данное мероприятие на скважине №1 пласта БС-11 месторождения X приносит существенный экономический эффект. Это значит, что метод рекомендуется для улучшения в целом экономических, технических параметров работы компании.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Головин В.В.

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 26300 руб 2. Должностной оклад инженера 17000 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Разработка устава научно-технического проекта	2. Смета затрат на проектирование
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3. Смета затрат на спецоборудование
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4. Анализ полученных результатов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г.	к.э.н		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Головин В.В.		3.03.2020

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Сегодня главная задача, которая ставится при обработке призабойных участков скважин с помощью кислот – улучшить или же хотя бы восстановить приток флюида с пласта в скважину. Как итог, это позволяет в дальнейшем увеличить продуктивность объекта. Сейчас основная масса активов компаний стоит на поздней стадии разработки, соответственно, приходится срочно искать новые активы. [10]

Говоря о месторождении X, отметим, что оно пребывает на финальной стадии разработки, на что указывают ежегодные снижения нефтяной добычи, рост обводненности продукции. Таким образом, систематически отмечается рост себестоимости нефти.

Если говорить о главном критерии по подбору скважины для обработки кислотными составами, то, прежде всего нужно выделить стабильное понижение дебита скважины при растущей или неизменной депрессии на пласт. При высокообводненных скважинах (более 50%), если соляно-кислотные обработки нецелесообразны, успешно может использоваться метод ГКО (глино-кислотной обработки).

В плане промышленного внедрения методов интенсификации притока нефти, всегда будет риск получения не самого лучшего эффекта. В некоторых случаях могут возникнуть потери. Следовательно, нужно детально анализировать степень эффективности подобных мероприятий еще до начала таковых.

В этом разделе мы проводим расчет экономической целесообразности ГКО скважин.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Технология проведения кислотных обработок позволяет снизить себестоимость добываемой нефти и увеличить доход компании. В работе рассмотрено применение технологии для месторождения X, поэтому основным потребителем результатов исследования будет дочернее общество, которое разрабатывает это месторождение.

При этом технология может применяться не только на этом дочернем обществе, но и на аналогичных месторождениях, а также на месторождениях других дочерних обществ.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Кислотную обработку на поздних стадиях разработки проводят с целью удалить загрязнение призабойной зоны пласта.

В качестве альтернатив может применяться ГРП, дополнительная перфорация, либо продолжение эксплуатации скважин без мероприятий.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий для удаления загрязнения призабойной зоны

Параметр	Отсутствие мероприятий	ДП	ГРП	КО
Стоимость	-	Низкая	Средняя	Низкая
Прирост по добычи	-	Низкий	Высокий	Средний
Риск аварии	-	Низкий	Средний	Низкий
Ограничения применения	Переход скважины в нерентабельную зону	Небольшой радиус загрязнения	Высокая проницаемость, газовая шапка / подошвенная вода	Наличие загрязнений

Исходя из таблицы 4.1 видно, что самой высокой эффективностью обладает ГРП, но при этом его стоимость выше и он не эффективен для

высокопроницаемых пластов, а также в случае риска прорыва трещины в газовую или водяную область.

В связи с этим для удаления загрязнений Кислотная обработка обладает большей эффективностью – при меньшей стоимости и большей простоте она полностью удаляет загрязнения, и при этом может применяться в любых коллекторах.

Дополнительная перфорация обладает схожим функционалом, однако при аналогичной стоимости имеет меньшую эффективность.

Эксплуатация скважины без проведения мероприятий в скором времени может стать нерентабельным, поэтому данный вариант используется реже всего.

4.1.3 SWOT-анализ

Основным потребителем результатов проекта являются недропользователи, осуществляющие свою деятельность на территории Западной Сибири.. SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

В результате выполнения SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что при качественном проектировании применение данной технологии позволяет получить целый ряд конкурентных преимуществ.

Проведенный анализ показал, что у технологии имеется сразу несколько потенциальных точек роста – снижение стоимости за счет масштабов тиражирования, заключение долгосрочных контрактов, синергия с другими технологиями.

Основные ограничения и угрозы могут быть снижены за счет качественного моделирования, изучения состава горных пород и оценки потенциального эффекта.

Необходимо заранее понимать потенциальные объемы и заключать долгосрочные контракты.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость 2. Простота технологии 3. Высокая эффективность при удалении загрязнений 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Чувствительность к составу пород 2. Ограничения к выбору скважины 3. В случае ошибки в составе возможен негативный эффект
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Тиражирование на других дочерних обществах 2. Синергия с ДП и ГРП 3. Снижение стоимости материалов 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая окупаемость за счет низкой стоимости 2. Увеличение рентабельности за счет синергии с другими технологиями 3. Дополнительная прибыль за счет вовлечение считавшихся нерентабельными запасов 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимо проведение исследований по определению состава горных пород 2. Требуется испытание рекомендуемого типа кислоты для выбранного типа горной породы
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение цены на нефть 2. Отсутствие подрядчиков на рынке 3. Неприменимость на определённых месторождениях 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Заключение долгосрочных контрактов с фиксированными ценами 2. Проведение моделирование и определение необходимых материалов заранее 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Неокупаемость части мероприятий 2. Отсутствие необходимых материалов на рынке

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели,

инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Изучение материалов по выбранной теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Характеристика объекта исследования	Руководитель, Инженер
	6	Подбор скважин-кандидатов	Инженер
	7	Подбор параметров кислотной обработки	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\min i}$ – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\max i}$ – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

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

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

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

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

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

В 2019 году 365 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T _p , раб. дн.	T _{ки} , кал. дн.
		t _{min} , чел-дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел-дн.			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Составление и утверждение технического задания	2	4	2,8	Р	2,8	4,14
2	Выбор направления исследований	2	3	2,4	Р, И	1,2	1,78
3	Изучение материалов по выбранной теме	10	12	10,8	И	10,8	15,98
4	Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Р, И	1,2	1,78
5	Характеристика объекта исследования	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,59
6	Подбор скважин-кандидатов	20	25	22	И	22	32,56
7	Подбор параметров кислотной обработки	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,59
8	Экономическая оценка полученных результатов	5	7	5,8	Р, И	2,9	4,29
9	Определение целесообразности проведения ВКР	2	4	2,8	Р, И	1,4	2,07
10	Составление пояснительной записки	10	15	12	И	12	17,76
						60,5	89,6

Р – руководитель; И - инженер

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ												
			февраль		март			апрель			май				
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	■												
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2		■											
Изучение материалов по выбранной теме	Инженер	18		■	■	■									
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2				■	■								
Характеристика объекта исследования	Руководитель, Инженер	4					■	■	■	■					
Подбор скважин-кандидатов	Инженер	38					■	■	■	■	■	■	■	■	■
Подбор параметров кислотной обработки	Руководитель, Инженер	6										■	■	■	■
Экономическая оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4											■	■	■
Определение целесообразности ВКР	Руководитель, Инженер	4												■	■
Составление пояснительной записки	Инженер	18												■	■



4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы разработки нефтяных оторочек, а именно канцелярских принадлежностей (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Затраты на материал, руб
Ручка	шт.	4	80	80
Тетрадь	шт.	2	20	40
Бумага	лист.	100	2	200
Калькулятор	шт.	1	300	300
Итого:				620

4.3.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	43,000	43,000
Итого:				43,000

4.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{43000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 1918,94 \text{ руб.} \quad (4.5)$$

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ - основная заработная плата

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} - \text{дополнительная заработная плата}$$

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}; \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим сотрудником

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{м}}$ - заработная плата за 1 месяц

M - количество месяцев работы без отпуска

$F_{\text{д}}$ - фонд научно-технического персонала

Заработная плата научно-технического специалиста рассчитывается по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_p; \quad (4.9)$$

где Z_{TC} - заработная плата по тарифной ставке

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент 0,3;

$k_{д}$ - коэффициент надбавок и доплат 0,2

k_p - районный коэффициент (для Томска 1,3);

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_{д}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1688 \text{ руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 26300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_{д}} = \frac{51285 \cdot 10,4}{366 - 66 - 56} = 2186 \text{ руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2186 \cdot 8 = 17487 \text{ руб};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб}.$$

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,30	
Итого	$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (82694 + 12404 + 17487 + 2623) =$ $= 34562,63 \text{ руб.}$	

4.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 5) \cdot 0,16 = (510 + 43000 + 1918,94 + 98098,31 + 20110,45 + 34562,63) \cdot 0,16 = 31712,1 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент учитывающий накладные расходы;

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Доля в %
Расчет материальных затрат, НТИ	620,00	0,34
Расчет амортизационных отчислений	1918,94	1,04
Расчет затрат на заработную плату инженера	95098,31	51,62
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20110,45	10,92
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34562,63	18,76
Расчет накладных расходов	31922,1	17,33
Бюджет затрат НТИ	184232,43	

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

Выводы по разделу

1. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения были установлены потенциальный потребитель результатов исследования – недропользователь, занимающийся разработкой месторождения X.

2. На основе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения технология была выбрана как оптимальной, поскольку при низкой стоимости обладает высоким эффектом и может быть реализована на всех месторождениях, где есть загрязнения.

3. На основе SWOT-анализ выделены основные способы оптимизации работ и борьбы с потенциальными рисками. Основные возможности заключаются в увеличении масштабов тиражирования, с угрозами можно бороться при помощи качественного планирования работ.

4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 60,5 рабочих дней, 89,6 календарных.

6. При планировании бюджета НИИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 184232,43 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям

7. Амортизационные отчисления составили 1918,94 руб. ПК: первоначальная стоимость 43000 рублей; срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года, берем 3 года; планируем использовать ПК для написания ВКР в течение 50 дней.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Головин В.В.

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Эффективность применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Алгоритм подбора оптимальной технологии СКО, применяется на месторождениях Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	Рассмотрены нормы трудового законодательства "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Рассмотрена обеспечение безопасности рабочего место для работ сидя ГОСТ 12.2.032-78, а также реализация работ в зимнее время СП 52.13330.2016
2. Производственная безопасность: а. Анализ выявленных вредных и опасных факторов б. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: 1. Тяжесть и напряженность физического труда 2. Поражения электрическим током 3. Взрывопожарная опасность
3. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Выброс пластового флюида

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Головин В.В.		3.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Чтобы начать обработку ПЗП с помощью кислотных составов, на месторождении нефти X применяются некоторые материалы, специализированное оборудование. При обработке осуществляются работы, направленные на функционирование с высоким давлением; используются многие химикаты, которые ухудшают состояние ПЗС. Таким образом, важно предусмотреть мероприятия, направленные на защиту от данных негативных воздействий. Очень часто газ и нефть в скважинах находятся под высоким давлением. Соответственно, частыми бывают пожары, выбросы. На рабочей зоне бывают короткие замыкания электропроводки. Интенсивный шум работы техники, общая и местная вибрация, низкое качество освещения – все это влияет на здоровье персонала.

Выполняя работы, связанные с очисткой скважин, могут быть опасные, а также вредные факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ (системы стандартов безопасности труда)):

- вредные факторы – токсические вещества в рабочей зоне, отклонение параметров микроклимата на открытом пространстве;
- высокий уровень шума, напряженность физического труда;
- опасные факторы – это поражение электричеством, опасность возможного взрыва. [11, 12]

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным документом характеризующим правовые нормы законодательства является Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018), раздел 10 которого характеризует процесс охраны труда. [13]

Исходя из статьи 212 ТК РФ Работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в

производстве инструментов, сырья и материалов.

Применительно к данной работе, основным местом проведения исследований является рабочая зона, безопасность которой характеризуется ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [14]

Для работ, выполняемых в рамках дипломного проекта, эргономические требования включают в себя требования к конструкции рабочего места и взаимного расположению всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.), которые должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

С учетом того что большая часть исследовательских работ проводится за компьютером, то рабочее место должно учитывать антропометрические показатели.

Монитор должен быть расположен под углом 15° .

При выполнении работ данные условия были соблюдены.

Для человека ростом 1800 мм высота расположения места должна при работе с ЭМВ для мужчин составлять 680 мм. Расстояние от сиденья до нижнего края рабочей поверхности должна составлять не менее 150 мм, высота пространства для ног не менее 600 мм

Если говорить о разделе работ, который происходит при проведении самой операции, то необходимо уделить внимание наиболее опасным факторам – проведению работ в ночное, зимнее время.

Поскольку осуществление процедуры СКО производится как в дневное, так и в ночное время, то необходимо осуществлять работы только при достаточном освещении, что регулируется СП 52.13330.2016 [15] в случае проведения работ в зимнее время человек не должен находиться больше установленного времени на морозе, ему должна выдаваться специальная экипировка – одежда позволяющая осуществлять работы при пониженных температурах

5.2 Производственная безопасность

Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

В ходе проведения работ происходит закачка агрессивных химикатов (прежде всего, это сильнейшие кислоты). Все они выступают в качестве источников повышенной опасности. Углекислый газ, например, крайне опасен на рабочей зоне. Он образуется в результате неполного сгорания топлива, бывает в попутных газах. [16]

Содержание вредных веществ в зоне работы не должно быть больше, чем установлено по ПДК (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота оксиды	5	2
Бензол	5	2
Керосин	300	4
Толуол	50	3
Кислота уксусная	5	3
Фенол	0,3	2
Оксид углерода	20	4

Примечательно, что чем больше будет концентрация токсичных веществ в воздухе, где работают люди, тем сильнее такая негативная ситуация влияет на здоровье человека. Так, в рабочей зоне ПДК – это такие концентрации, которые при перерыве, при непосредственной работе персонала не будут вызывать заболеваний, отклонений в здоровье – не только на работе, но и в условиях пребывания дома (в том числе – на последующие поколения).

Люди, которым приходится на производственной площадке обращаться с кислотами и прочими химикатами, обязательно должны получать кислотоупорную или суконную ткань, рукавицы, резиновые фартуки и сапоги. Там, где проводится закачка растворов в скважину, обязательно нужно хранить запас пресной воды, специальную обувь, а также спецодежду и многие других СИЗ. Обязательными считаются ящики с мелом, известкой и хлорамином,

которые способны нейтрализовать компоненты, входящие в состав закачиваемого раствора.

Химические реагенты, которые остаются после проведения работ, в собранном виде доставляются в отведенное для того место. Там же проводится утилизация или переработка. По окончании закачки жидкости все оборудование, трубопроводы в обязательном порядке нужно промыть водой, причем она должна быть пресной. Сбрасывают жидкость после промыва также в специальные емкости. [17]

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В целом, если говорить о микроклимате, то он характеризуется относительным уровнем влажности воздушной массы, температурой воздуха, скоростью движения воздушной массы; температурными излучениями от нагретых предметов и так далее.

Если рассматривать открытые площадки, то на них не проводится нормирование указанных параметров. Тем не менее, могут устанавливаться определенные мероприятия, которые направлены на понижение негативного влияния таковых на организм сотрудника. Если показатели отклоняются от нормы, то работников нужно обеспечить СИЗ, которые предусматриваются нормами отрасли. Климатические особенности X местности приведены в таблице 4.2 [18]

Таблица 4.2 – Климатические особенности X месторождения

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по март следующего года	22-28	65 -67	10-20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрь	26-31	87-88	30 -60

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Чаще всего высокий уровень шума производят работающие насосы. Этот шум негативно влияет на человека, вызывая раздражения, повышают усталость. Будучи внешним фактором, шум существенно угнетает иммунные реакции, понижает защитные функции иммунитета. Проследить это удастся на примере, который указывает на то, что большинство людей на подобных мероприятиях, как рассматриваются в настоящей работе, болею простудами, инфекциями – на 30-50% выше нормы.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочем месте, в производственных помещениях не должен превышать отметки в 80 дБА.

Защитить индивидуально каждого человека, а также целую группу сотрудников помогают средства соответствующей защиты от шума. Коллективными средствами защиты, например, считаются методы борьбы прямо в источнике; борьба с шумом на пути его распространения (установка перегородок, звукоизоляций). СИЗ - это ушные вкладыши, а также наушники.

Тяжесть и напряженность физического труда

Напряженный, а также тяжелый физический труд способен оказать негативное воздействие на самочувствие человека, привести к развитию всевозможных заболеваний. У людей, которые напряженно трудятся, обязательно должен быть рабочий день не больше 8 часов. Обеденный перерыв – с часу до двух. Кроме того, отводятся кратковременные перерывы. А за вредность увеличивается зарплата, равно как и продолжительность отпускного периода.

Поражение электрическим током

Ранее мы говорили о том, что электрический ток – это один из видов повышенной опасности. Напряжение может быть безопасным, если оно составляет меньше 42 вольт. Но вычислительная техника работает на 220 Вольт. Ток – опасный, 20-100 Гц опасны больше всего. Таким образом, если человек попадет под разряд, ему грозит не только ожог, но и летальный исход [ГОСТ Р 12.1.009-2009].

Нужно перечислить виды электрических травм: ожоги, механические повреждения, электрические знаки, металлизация кожи. Особенно опасны электрические ожоги. Они возникают на том месте, где происходит контакт проводника и тела. При этом открываются кровотечения, некоторые участки тела отмирают. Лечение ожога после удара электрическим током протекает сложнее и дольше, чем после термического ожога.

При механических повреждениях наблюдаются разрывы кожного покрова, сосудов, нервных тканей. Иногда удар тока способен привести к вывихам суставов и даже к переломам костей. Такие повреждения сопряжены с резким сокращением мышц под разрядом.

Говоря об электрических знаках, то они представляют собой бородавки, мозоли, ушибы, царапины, пятна круглой бледной структуры, с углублением в центральной части.

Чтобы защититься от удара током, нужно использовать специальную защиту индивидуального типа (подставки, диэлектрические перчатки, боты, инструменты с изолированными ручками), а также коллективные средства защиты (заграждения, щиты и прочее).

Взрывопожарная опасность

На производственной или промышленной площадке может случиться пожар. Прежде всего, он обусловлен тем, что при обработке ПЗП применяют кислотный раствор на нефтяной основе. Кроме прочего, не исключается возможность воспламенения оборудования (ТС, цистерн и прочего). Огонь – это одно из самых опасных явлений в работе с нефтью. Образуются огненные шары, которые знаменуют собой горение углеводородной смеси. В данной ситуации огненные шары могут гореть от 2х секунд до нескольких минут. Тепловой импульс – это опасный фактор, который сопутствует образованию огненных шаров. Собственно размер пламени, а также величина теплового импульса зависят от того, сколько сгорает углеводородов. [19]

Прежде всего, пожар воздействует не только на человека, но и на материальные ценности. При горении выделяется колоссальная масса

температуры и продуктов сгорания. Часто пожары сопровождаются взрывами, короткими замыканиями электропроводки, разрушением техники.

Существует такое понятие, как ВПЛА – план ликвидации взрывоопасных случаев. Такой план разрабатывается менеджментом компании. ВПЛА, на основании характерных особенностей того или иного предприятия, необходимо создавать для того, чтобы всегда были оперативные действия персонала по исключению взрывов, возгораний. А если несчастный случай и произошел, то персонал нужно быстро эвакуировать на безопасное расстояние, а спасатели – приступить к исполнению своих обязанностей.

Передвижные резервуары, насосы – все это необходимо располагать строго по схеме, которую утверждает главный инженер компании. Так, емкости на палубе судна должны располагаться не ближе 1 метра между собой. Нельзя ставить агрегаты, оборудование и проводить определенные работы в рамках охранной зоны воздушных ЛЭП.

5.3 Экологическая безопасность

Существует ряд вредных источников, которые негативно влияют на литосферу, гидросферу, биосферу и атмосферу. Центральный вопрос по охране окружающей среды в процессе подбора технических решений – это наличие экологических ограничений хозяйственной работы.

У компании на месторождение имеются согласованные проекты ПДВ – предельно допустимых выбросов, которые совершаются в атмосферу. Также есть нормы предельно допустимых сбросов, в том числе – проект нормативов формирования отходов; лимиты на размещение отходов материалов. Сбрасываемые вещества предлагаются в виде нормативов ПДС и ПДВ. Кроме прочего, предусмотрены ограничения на размещение отходов потребления, производства.

Поверхностные воды. Преимущественно, как только в водоемы попадают загрязняющие вещества, говорят о загрязнении поверхностных вод. Как правило, такое случается при больших или средних авариях на

производствах. Как только завершится прием загрязненных стоков, ухудшается физическое качество воды (меняется цвет, запах, вкус). После того, как соли и нефтепродукты осядут на дно природных водоемов, происходит загрязнение донных осадков.

В случае аварий нефтяные пятна могут очень быстро распространяться по водной поверхности.

Также бывает и загрязнение подземных вод. Как правило, это случается при разливе минерализованных вод, нефти при инфильтрации стоков через аэрационные каналы в водоносные горизонты. Считается, что загрязнение подземных вод нефтяными стоками – «умеренно опасное загрязнение».

Оценка влияния на окружающую среду. При проведении работ, связанных с мониторингом, было установлено, что объемы загрязнения атмосферного воздуха от объектов с повышенной техногенной нагрузкой, пребывает на минимально низком уровне. Таким образом, все внимание в процессе прогнозирования ситуации делается на водные объекты, а также на почву.

Мероприятия, которые могут обеспечить выполнение нормативных документов по охране окружающей среды в процессе проведения обработки ПЗП

В качестве главного способа, позволяющего понизить экологический вред в процессе проведения капитального ремонта скважин, выступает технология ремонтных работ в так называемом «герметизированном варианте». Это говорит о том, что ремонтные процедуры можно осуществлять по замкнутой схеме, с применением сальниковых, герметизирующих устройств; земляных амбаров, закрытых полиэтиленом; быстросъемных трубных стыков, что защищают грунты и воды от попадания технологических в них жидкостей.

При капитальном и текущем ремонте целесообразно применять техническую, а также пресную воду, как транспортирующую жидкость, как жидкость для глушения при бурении цементных мостов, при выполнении работ, направленных на интенсификацию притока, промывку скважин.

Разрабатывая технологию скважинной утилизации отходов при добыче нефти, было названо несколько реагентов, от которых отходы можно утилизировать несколькими способами. Прежде всего, индивидуально в системе ППД для обработки ПЗС близлежащих нагнетательных скважин.

Примечательно, что недопустимо совместным путем утилизировать отходы химических реагентов, в процессе смешивания которых появляются гели, осадки, газы. Это влечет за собой существенное ухудшение приемистости поглощающей скважины.

Главные мероприятия, направленные на охрану окружающей среды – следующие:

- запрещается утилизировать разлитую нефть посредством ее выжигания;
- не допускается выброс газа и нефтяных разливов через осуществление сброса в аварийные емкости;
- все время нужно контролировать выбросы в атмосферу ТС;
- целесообразно внедрить оборудование, технологии, которые понижают нормы ПДВ;
- обязательно нужно охранять объекты водной среды от попадания в них химикатов и нефти;
- проводятся мероприятия, направленные на рекультивацию земель, если они были загрязнены реагентами, нефтью – согласно законодательно утвержденным методам и процедурам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Практика показывает, что во время проведения тех или иных обслуживающих, ремонтных работ на скважинах могут случиться выбросы таких веществ, которые называются флюидами. Примечательно, что выброс таких веществ может привести не только к возникновению сильного пожара, но и чреват взрывом. Таким образом, в процессе проведения ремонтной бригадой подъемных, спусковых работ, внезапно может случиться выброс газов. Как

только они достигнут некоторой концентрации, и при образовании искры, например, в случае КЗ на электропроводке, происходит сильный взрыв. [20]

В целом, чтобы не допустить таких несчастных случаев, или же если они наступили, то для устранения аварий специально прорабатываются планы. Эксперты принимают при этом во внимание Правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности. Как правило, план имеет следующие пункты:

- список тех или иных аварий, которые в принципе могут случиться на производственном объекте;
- действия техников, прочих работников, которые отвечают за оперативное выведение людей в безопасное место;
- порядок и список действий, связанных с оповещением должностных лиц в случае аварии;
- методы, посредством которых удастся ликвидировать аварию на начальных ее стадиях;
- места, в которых расположена спецодежда, СИЗ, инструмент для ликвидации аварии;
- графики, по которым нужно в определенное время тестировать газо-воздушную среды в местах, где работают люди;
- схема предприятия;
- график проведения тренингов для персонала;
- прочее.

Известно, что на предприятии, которое занимается добычей нефти и газа, вышеупомянутый план составляется, утверждается высшим руководством один раз в 5 лет. По графику, каждый работник 1 раз в месяц проходит мероприятия, в ходе которых его обучают, как действовать в чрезвычайных ситуациях, в случае наступления на производстве аварии. Итог занятий заносится в специальный журнал. В конце ставится подпись ответственно лица, которое проводит указанные занятия для сотрудников предприятия.

Сегодня, если в целом анализировать нефтегазодобывающие компании, можно сказать, что в них на 100% укомплектованы формирования гражданской

обороты, специальные отряды спасателей, группы связи, аварийно-технические команды. Именно эти лица во главе перечисленных организаций занимаются решением многочисленных задач, связанных с гражданской обороной.

Выводы к главе

В работе рассмотрен процесс правильного обустройства рабочей зоны для проведения расчетной части работ, а также их реализации в поле.

Выбраны наиболее опасные и вредные факторы, которым подвержен человек во время проведения соляно-кислотной обработки скважин, даны рекомендации по снижению их негативного воздействия. Наиболее опасными является воздействие вредных веществ и пожаровзрывоопасность. Даны рекомендации по потенциальному снижению их негативного воздействия.

Также в работе рассмотрены потенциальные угрозы от реализации технологии на окружающую среду, даны рекомендации по снижению их негативного воздействия.

При этом даже следование правил не может обезопасить от возникновения ЧС. В связи с этим раздел 5.4 посвящен потенциальным ЧС и способам борьбы с ними. По результатам анализа наиболее опасным ЧС является выброс и возгорание пластового флюида.

Заключение

В работе рассмотрен опыт применения кислотных обработок на месторождениях Западной Сибири.

Данная технология обладает высокой эффективностью, однако требуется планирование параметров обработки.

На примере месторождения X проведен анализ накопленного опыта кислотных обработок, из которого можно сделать вывод, что по большей части операций был получен положительный результат, однако имеются и неэффективные мероприятия.

Это объясняется в первую очередь недостаточным изучением основных свойств пласта, а также ошибками, допущенными при моделировании операции.

Для того чтобы повысить эффективность в данной работе было проведено моделирование для скважины №1 исследуемого месторождения.

По результатам было получено, что задействование метода ГКО скважин согласно техническим, геологическим условиям пластов, самих скважин, дает возможность справиться с задачами по обработке ПЗС кислотными составами. Также использование указанного метода дает возможность сберечь некоторые затраты, обусловленные ремонтом оборудования, трубопроводов, которые выходят из строя по причине воды в продукции. Рационально используется энергия на добычу нефти, газа через восстановление емкостных, фильтрационных свойств пород на ПЗС. Таким образом, проект интеграции ГКО скважин – ресурсосберегающий, целесообразный и эффективный в экономическом плане.

Посредством применения ГКО было получено дополнительно 4065 тонн нефти. В то же время объем чистой прибыли составил 21077,04, тысячи рублей. Из проведенных расчетов видно, что данное мероприятие на скважине №1 пласта БС-11 месторождения X приносит существенный экономический

эффект. Это значит, что метод рекомендуется для улучшения в целом экономических, технических параметров работы компании.

Список используемых источников

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки X нефтегазоконденсатного месторождения / Глазунов П.А., ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2014 г.
2. О.А. Франц, В.Г. Кужелев, В.Ж. Абдульменов Материалы по оперативному изменению запасов нефти, газа и конденсата по залежам пластов X нефтегазоконденсатного месторождения / Томск-2014.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
4. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 2009, 552 с.
5. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
6. Б.Б. Квеско Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2001 г., 107 с.
7. В.Г. Крец, Л.А. Саруев Оборудование для добычи нефти. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.
8. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
9. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
10. А.В Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев Финансовый менеджмент \ ТПУ 2014 г.
11. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического

бакалавриата/ С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. -83 Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с.

12. Халимов Ю. Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах [Текст] / Халимов Ю. Э. // Нефтегазовая геология, теория и практика – 2012 г. - № 4.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018)

14. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

15. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

16. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

18. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

19. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

20. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.