

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологии обработки призабойных зон скважин применительно к условиям месторождений Западной Сибири

УДК 622.245.544-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	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)
P2	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.
P3	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
P4	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>		
P5	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)
P6	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>		
P7	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)
P8	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>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>и компьютерных технологий</i>	
<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	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Турдалиеву Марату Элдар угли

Тема работы:

Анализ технологии обработки призабойных зон скважин применительно к условиям месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по Западной Сибири
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1.1. Сущность процесса кислотных обработок призабойной зоны пласта 1.2. Кислотная обработка в карбонатных коллекторах 1.2.1. Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах 1.3. Кислотная обработка в терригенных коллекторах 1.3.1. Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах 1.4. Оборудование, применяемое при проведении кислотных обработок 1.5. Химические реагенты, применяемы при проведении кислотных обработок 2.1. Самотлорское месторождение 2.1.1. Географическое расположение 2.1.2. Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов 2.1.3. Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов 2.2. Определение технологической эффективности мероприятий по ОПЗ скважин выполненных по объектам Самотлорского месторождения 4.1. Предпроектный анализ 4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 4.1.2. SWOT–анализ 4.2. Планирование управления научно–техническим проектом 4.2.1. План проекта 4.2.2 Бюджет научного исследования 4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 4.2.4. Накладные расходы 4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 5.1 Производственная безопасность 5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 5.2 Экологическая безопасность 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Проектирование кислотной обработки	Карпова Евгения Геннадьевна

2. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на месторождениях в Западной Сибири	
3. Результаты применения комплексной обработки призабойных зон скважин месторождений Западной Сибири	
4. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кащук Ирина Вадимовна
5. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Проектирование кислотной обработки
2. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на месторождениях в Западной Сибири
3. Результаты применения комплексной обработки призабойных зон скважин месторождений Западной Сибири
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли		

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

Школа Инженерная школа ресурсов природных

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Введение	5
28.03.2019	Проектирование кислотной обработки	20
15.03.2019	Анализ эффективности проведения кислотных обработок на месторождениях в Западной Сибири	20
30.04.2019	Результаты применения комплексной обработки призабойных зон скважин месторождений Западной Сибири	20
15.05.2019	Финансовый менеджмент	10
30.05.2019	Социальная ответственность	10
01.06.2019	Заключение	5
6.06.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страницы, в том числе 11 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 21 источник.

Ключевые слова: кислотная обработка, Западное месторождение, добыча нефти.

Объектом исследования является технология обработки ПЗП на месторождениях Западной Сибири.

Задачи работы:

1. Рассмотреть сущность процесса кислотных обработок, различные виды кислот и химических реагентов, применяемые в кислотных составах, оборудования для проведения кислотных работы, и технология проведения кислотных обработок скважин.

2. Рассмотреть общие сведения о месторождении.

3. Рассмотреть состояние разработки месторождения.

4. Испытать комплексные технологии обработки призабойных зон скважин с низкой продуктивностью применительно к условиям месторождений Западной Сибири

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГРП - гидравлический разрыв пласта;
- ГКО- глинокислотная обработка;
- ГНК - газонефтяной контакт;
- КИН - коэффициент извлечения нефти;
- Кпр - коэффициент проницаемости;
- ЛУ – лицензионный участок;
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы ;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны объекта;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- СНГ – Самотлорнефтегаз;
- СКО – соляно–кислотная обработка;

ОГЛАВЛЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ	12
1.1. Сущность процесса кислотных обработок призабойной зоны пласт	12
1.2. Кислотная обработка в карбонатных коллекторах.....	13
1.2.1. Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах	15
1.3. Кислотная обработка в терригенных коллекторах	16
1.3.1. Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах.....	21
1.4. Оборудование, применяемое при проведении кислотных обработок	24
1.5. Химические реагенты, применяемы при проведении кислотных обработок	27
2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	30
2.1. Самотлорское месторождение.....	30
2.1.1. Географическое расположение	30
2.1.2. Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов	31
2.1.3. Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов	34
2.2. Определение технологической эффективности мероприятий по ОПЗ скважин выполненных по объектам Самотлорского месторождения	36
3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	40
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	48
4.1. SWOT – анализ.....	48
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	50
4.2.1. План проекта.....	50
4.2.2. Бюджет научного исследования.....	53
4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	57
4.2.4. Накладные расходы.....	57
4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	58
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
5.1. Производственная безопасность	66
5.1.1. Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	67
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70
5.2. Экологическая безопасность	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
Заключение.....	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	81

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

Эффективность разработки нефтяных месторождений Западной Сибири во многом определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных и добывающих скважин. В процессе разработки снижается проницаемость ПЗП и происходит ухудшение фильтрационных характеристик продуктивных пластов. Это вызывается выпадением различных продуктов реакции после закачки химических реагентов, увеличением водонасыщенности горных пород и снижением фазовой проницаемости для нефти. В настоящее время для восстановления фильтрационных характеристик ПЗП в коллекторах, которые характеризуются высокой водоудерживающей способностью, глинистостью, развитой удельной поверхностью порового пространства применяются многокомпонентные технологии обработки. Однако, при достаточно высоком содержании карбонатных соединений воздействие, например, солянокислотным раствором может спровоцировать образование вторичных осадков, формирование в поровых каналах устойчивого водного барьера и снижение фазовой проницаемости для нефтей.

В этой связи, необходима разработка комплексного подхода и методов воздействия на призабойную зону пласта, которые являются многофакторными процессами. Их положительная результативность определяется тщательностью и точностью определения свойств объекта воздействия (пласт—скважина), а также достоверностью диагноза состояния ПЗП и скважины в целом.

Цель дипломной работы заключается в изучении технологии обработки призабойных зон скважин применительно к условиям месторождений Западной Сибири и анализ эффективности проведения данного метода.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

1.1. Сущность процесса кислотных обработок призабойной зоны пласта

Кислотная обработка является процессом закачивания раствора кислоты в продуктивный пласт с целью удаления повреждения призабойной зоны, расширения существующих каналов или создания новых каналов. Эта процедура, как правило, интенсифицирует дебит нефти путем повышения эффективного радиуса скважин. При закачивании кислоты выше давления разрыва пласта, кислотная обработка называется кислотной ГРП, при давлении ниже разрыва – матричной кислотной обработки [1].

Ухудшение дебита скважины может быть вызвано тремя факторами: неэффективная механическая система, низкая проницаемость продуктивного пласта, и сужение ствола скважины из-за повреждения призабойной зоны. Если повреждение призабойной зоны является причиной ухудшения дебита скважины, то кислотная обработка может использоваться как оптимальный метод восстановления дебита скважины.

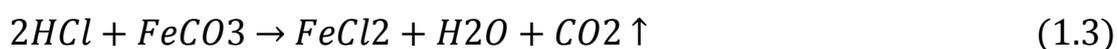
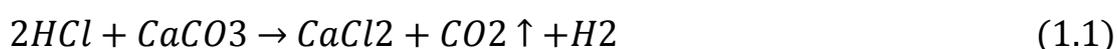
Скважина с проницаемостью пласта выше 10мД, и проницаемость которого в пристволевой или приперфорационной зоне была снижена твердыми закупорками, является подходящим кандидатом для проведения кислотной обработки [2].

Для того, чтобы кислотное воздействие стало эффективным, необходимо вводить кислотный раствор в правильное место с правильным количеством. Кислотный раствор должен полностью взаимодействовать со всеми каналами ПЗС, трещинами, где он должен оказать свое действие. Нужно закачивать определенное количество кислотных растворов для полного растворения всей части загрязняющего материала и части структурных материалов, но не в избытке, во избежание снижения прочности пласта, также при закачке должны рассматриваться коррозионные свойства кислотного раствора на используемое оборудование.

1.2. Кислотная обработка в карбонатных коллекторах

Карбонатные коллекторы в основном представлены известняком (CaCO_3), доломитом ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) и сидеритом (FeCO_3).

Карбонатный коллектор обрабатывается кислотным раствором, содержащим главным образом соляную кислоту – HCl . Реакция, которая с породой протекает по уравнению (1.1-1.3). Кроме HCl , для обработки карбонатных объектов используется, также, уксусная кислота – CH_3COOH и муравьиная кислота – HCOOH .



CO_2 , который выделяет при взаимодействии соляной кислоты с породами обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами. [3]

Преимуществами соляной кислоты являются: относительно невысокая стоимость и широкая доступность.

Недостатками соляной кислоты являются: высокая скорость реакции с породой в пластовых температурах, высокая скорость коррозии оборудования, образование осадков в процессе взаимодействия с пластовыми флюидами, вторичным осадкообразованием с ионами трехвалентного железа (Fe^{3+}), а также высокое межфазное натяжение кислотных составов на границе с нефтяной фазой.

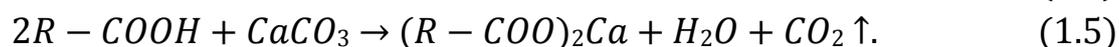
При повышении температуры химической реакции, скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой значительно возрастает. В связи с этим обычную соляную кислоту не используют при температурах выше 80°C . Высокая скорость реакции вызывает расхождения всей кислоты в непосредственной близости от ствола скважины и не увеличивает проницаемость прискважинной зоны пласта (ПЗП) в должной мере. Для снижения скорости реакции с породой добавляют поверхностно-активные

вещества (ПАВ) в растворы соляной кислоты. ПАВ ингибируют поверхность породы от интенсивного воздействия соляной кислоты, в результате они препятствуют ее преждевременной выработке.

Для кислотных обработок концентрация HCl обычно составляет 3–24%. Концентрацией соляной кислоты определяется проницаемость и температура коллектора, минералогический состав пород и назначение обработки.

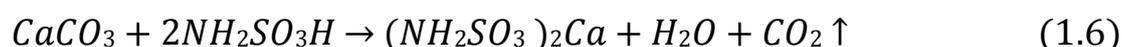
Кроме соляной кислоты, для обработок карбонатных коллекторов могут применяться карбоновые кислоты (реакция 1.5). Основным преимуществом карбоновых кислот по сравнению с соляной кислотой является более низкая скорость реакции с карбонатной породой.

На данный момент разработаны составы на основе сложных эфиров карбоновых кислот, которые медленно разлагаются в пластовых условиях с выделением кислоты (реакция 1.4):



При обработке низкопроницаемых и высокотемпературных карбонатных коллекторов применяются карбоновые кислоты, а также составы, которые генерируют карбоновые кислоты в пластовых условиях. Использование соляной кислоты для данных коллекторов является неэффективным вследствие высокой скорости реакции соляной кислоты с карбонатами.

Сульфаминовая кислота применяется при обработке низкотемпературных коллекторов невысокой проницаемости. Ее низкая скорость реакции с породой способствует составу проникать глубоко в пласт:



Гидролиз сульфаминовой кислоты происходит при температуре выше 60°C, образуется гидросульфат аммония (реакция 1.7), который, далее образует малорастворимый сульфат кальция (реакция 1.8). Полученный сульфат кальция переходит в гипс в результате гидратообразования (реакция 1.9):





1.2.1. Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах

Применение соляной кислоты в широком диапазоне концентрации

Концентрации соляной кислоты при температурах до 60°C возможно в диапазоне от 6 до 24%, при более высоких температурах обычно используется более концентрированная кислота, так как часть этой кислоты находится в недиссоциированном виде, то и скорость реакции более концентрированных кислот будет ниже, чем у менее концентрированных кислот.

Применение вспененных кислот

Преимуществами применения пенокислотных обработок являются во-первых, меньше расхода закачивания жидкости в пласт, что уменьшает риск загрязнения ПЗП; во-вторых, большая вязкость пенокислот обеспечивает более глубокое проникновение кислоты в пласт; в-третьих, низкая плотность состава пенокислот способствует более легкому осваиванию скважины; в-четвертых, пенокислота более эффективно смывает загрязнения в ПЗП, так как твердые частицы загрязнения легко уносятся пеной.

Качество пены характеризуется объемным содержанием газа в этой пене. В качестве газовой фазы используется азот. Пена образуется на поверхности за счёт смешивания газа и кислоты, которая обработана пенообразующим агентом. Качество пены регулируется скоростями подачи газовой и жидкой фаз.

Применение кислотных эмульсий

Эмульсиям свойственна высокая вязкость. Они повышают охват воздействием по толщине пласта. Проникающей способностью эмульсий определяется степень дисперсности, но их область применения ограничивается вследствие повышенной вязкости.

В ТатНИПИнефть была разработана рецептура нефтестиллятной гидрофобной эмульсии, которая характеризуется следующими параметрами:

соотношение углеводородной и водной фаз – 50/50, соотношение углеводородов в дисперсионной среде нефть/дистиллят – 50/50, концентрация ПАВ–эмульгатора (реагент «ЭС-2») – 1,0–1,5 об. %. Этот состав обратной эмульсии широко внедряется на промыслах Западной Сибири, Удмуртии, Татарстана.

Применение гелированных и загущенных кислотных систем

Применение гелированных и загущенных кислот предназначено для увеличения глубины проникновения раствора кислоты в низкопроницаемые пласты. Загущение кислоты предотвращает утечку кислоты в высокопроницаемые части пласта и трещины. Применение загущенных или гелированных кислотных систем предполагает отсутствие промежуточных стадий закачки нейтрального геля.

Ксантовые полимеры хорошо загущают 15%-ный раствор соляной кислоты и сохраняют свои свойства при повышении температуры до 100°C. Применение ксантовых полимеров как загуститель сокращает и упрощает процесс очистки призабойной зоны, позволяет создавать устойчивые высоковязкие гели кислотных растворов для различных пластовых условий.

1.3. Кислотная обработка в терригенных коллекторах

В основном под терригенными принято понимать коллекторы, сложенные песчаниками, сцементированными глинами, и иногда карбонатным цементом [3].

Главной задачей кислотной обработки матрицы пласта в терригенных коллекторах (ТК) является увеличение продуктивности за счет уменьшения величины скин-фактора в коллекторе посредством растворения загрязнений пласта, вызванных попаданием в пласт жидкостей и мелких частиц на всех этапах работы со скважиной, в пределах до одного-двух метров призабойной зоны пласта (ПЗП). Обработка пластов кислотой может уменьшить механический скин-фактор практически до нуля [4]. Надо отметить, что, кислотную обработку матрицы пласта следует применять только тогда, когда скважина

имеет высокую величину скин-фактора, не вызванного неполным вскрытием пласта, неэффективностью перфорации или механическим аспектом [5].

Терригенные породы обрабатываются кислотным раствором, содержащим плавиковую кислоту (HF). Причина замены вида используемой кислоты состоит в том, что только ион фторида (F⁻) имеет способность реагировать с диоксидом кремния и глинистыми минералами [6]. Соляная кислота (HCl), серная кислота (H₂SO₄) и азотная кислота (HNO₃) не эффективно реагируют с терригенными породами [6].

При проведении кислотных обработок терригенных коллекторов, одной из основных проблем является проблема совместимости минералов и жидкостей кислотной обработки, а также их добавками. В том случае, если технологическая жидкость кислотной обработки будет совместима, то проницаемость будет увеличиваться при взаимодействии технологической жидкости с породой. Понятие совместимости применимо к терригенным коллекторам, потому что данные коллекторы – это потенциальный объект для образования загрязнения в них.

Эффективность кислотной обработки зависит от реакции породы пласта на используемую кислоту. Исходя из этого нужен состав кислоты, который способен удалить загрязнения при взаимодействии жидкости с пластовыми флюидами (породой) без образования дополнительных загрязнений. Пласт является чувствительным, если взаимодействие между пластовыми минералами и технологической жидкостью обуславливает загрязнение пласта.

Песчаники могут быть чувствительны к кислотам в зависимости от температуры и минералогии. Ионы алюминия, натрия, магния, калия, кремния и кальция реагируют с кислотой и способствуют осаждению при пластовой температуре, как только растворимость продуктов их реакции превышает предел растворимости для этих веществ. Если осаждение происходит вблизи скважины, они могут быть закупоривающим материалом для пласта. Чувствительность зависит от общей реакционной способности минералов пласта с кислотой. Реакционная способность зависит от структуры породы и от распределения

минералов внутри породы, т.е. от вероятности взаимодействия кислоты с растворимыми материалами.

На чувствительность песчаника также влияет проницаемость пласта. Высокопроницаемые песчаники являются менее чувствительными, чем низкопроницаемые при одинаковом минералогическом составе.

На реакционную способность влияют два фактора. Первый фактор – химический (состав минерала) и второй фактор – площадь поверхности минерала. Скорость реакции и растворения минералов зависит от их скорости реакции с кислотой и площадь поверхности минерала. Минералы песчаника делятся на две разные категории: медленные и быстрые реакции. Кварц имеет тенденцию реагировать более медленной скоростью, а полевые шпаты и глины имеют тенденцию реагировать с более высокой скоростью [6].

Характерный минералогический состав терригенного коллектора представлен в табл. 1.1.

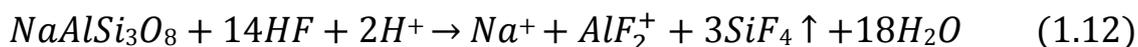
Таблица 1.1 – Наиболее часто встречающиеся минералы терригенного коллектора

<u>Группа</u>	<u>Минерал</u>	<u>Химический состав</u>
<u>Кварц</u>		<u>SiO₂</u>
<u>Полевые шпаты</u>	<u>Ортоклаз</u>	<u>KAlSi₃O₈</u>
	<u>Альбит</u>	<u>NaAlSi₃O₈</u>
	<u>Плагиоклаз</u>	<u>(Ca, Na)Al(Si₃, Al)Si₂O₈</u>
<u>Слюды</u>	<u>Биотит</u>	<u>K(Fe²⁺, Mg)₃(Fe³⁺, Al)Si₃O₁₀(OH)₂</u>
	<u>Мусковит</u>	<u>KAl₂(AlSi₃)O₁₀(OH)₂</u>
<u>Глины</u>	<u>Каолинит</u>	<u>Al₄Si₄O₁₀(OH)₈</u>
	<u>Иллит</u>	<u>(H₃, O, K)_y(Al₄, Fe³⁺)Si₃O₁₀(OH)₂</u>
	<u>Хлорит</u>	<u>(Mg, Fe²⁺, Fe³⁺)AlSi₃O₁₀(OH)₈</u>
	<u>Монтмориллонит</u>	<u>Al₄Si₈O₂₀(OH)₄</u>
<u>Карбонат</u>	<u>Кальцит</u>	<u>CaCO₃</u>
	<u>Доломит</u>	<u>CaMg(CO₃)₂</u>
	<u>Анкерит</u>	<u>Ca(Fe, Mg, Mn)(CO₃)₂</u>
	<u>Сидерит</u>	<u>FeCO₃</u>
<u>Сульфаты</u>	<u>Гипс</u>	<u>CaSO₄·H₂O</u>
	<u>Ангидрит</u>	<u>CaSO₄</u>
<u>Хлориды</u>	<u>Галит</u>	<u>NaCl</u>
<u>Металлические оксиды</u>	<u>Оксиды железа</u>	<u>Fe_o, Fe₂O₃, Fe₃O₄</u>

Песчаные коллекторы являются образованными из различных силикатных материалов, таких как полевой шпат, кварц кремнистый сланец и

слюда. Каркас данной породы с самого начала состоит из песка, цементирующие материалы для зерен песка и аутигенные глины являются вторичными минералами, которые отложились в поровом пространстве.

Реальная растворимость различных минералов в песчаном коллекторе зависит в основном от их расположения в структуре породы. В конце концов, растворяется только та поверхность минерала, которая контактирует с кислотой. Общая удельная поверхность минерала влияет на его реакционную способность. Чем больше площадь взаимодействия, тем реакционноактивнее минерал. Глины реагируют с кислотой (реакция 1.10) намного быстрее, чем полевые шпаты (реакция 1.11) из-за своей большой площади удельной поверхности, а полевые шпаты реагируют быстрее, чем кварц (реакция 1.12), в частности в присутствии высокой концентрации ионов водорода [7].



Глины являются наиболее реакционноактивными компонентами, поэтому необходимо знать количество различных глинистых минералов в породе.

Также в породе может присутствовать карбонатная оставляющая, для определения которой используется показатель растворимости в HCl.

Увеличение количества карбонатов в терригенном коллекторе будет влиять на выбор кислоты, поскольку одностадийная обработка фторсодержащими кислотами не используется в терригенных коллекторах с содержанием карбонатов более 5% масс. Если содержание кальцита и доломита в терригенном коллекторе достигает 20% по массе, то применение фторсодержащих кислот неприемлемо [4]. Пласты с повышением содержанием кальцита обрабатываются соляной или органической кислотой, которая является неэффективной в растворении глин и других мелких силикатосодержащих частиц. Если оказывается слишком много растворенного минерала в HCl, то

для обработки выбирается жидкость, отличная от фтористоводородной кислоты.

Основное различие между типами глины заключается в количестве атомов в их кристаллической решетке, а не различия в их химическом составе. Однако небольшие различия в химической структуре, такие как присутствие железа, могут привести к большим проблемам в процессе обработки. Структурные особенности глины определяют площадь поверхности, на которую влияют пластовые флюиды. Реакционная способность глины зависит от их площади поверхности, но расположение глины в породе также очень важно.

Глины, которые растут в порах из минералов пластовой воды, аутигенные глины, могут заполнять или выстилать собой поры породы. Аутигенные глины характеризуются весьма большой площадью поверхности, также могут быть реакционно-активными. Обломочные глины представляют собой часть строительного материала матрицы пласта. Данные глины обычно менее реакционные, чем аутигенные глины, потому что они характеризуются меньшей площадью контакта с пластовыми водами в порах. Помимо этого, глины являются цементирующим материалом, способна удерживать частицы матрицы вместе. В качестве цементов, глины способны реагировать с такими жидкостями как кислота и вода. Это приводит к уменьшению прочности формации. В тех случаях, когда глинистый цемент представлен экранированным кварцем, глина не будет являться реакционно-активной. Это характерно для многих терригенных коллекторов.

Загрязнения, которые вызваны аутигенными и некоторыми обломочными глинами, могут быть удалены. Это обусловлено способностью данных глин растворяться в плавиковой кислоте. Если при обработке идет разрушение пластовой породы, то это говорит о незащищенном глинистом цементе.

В последнее время большое внимание уделяется проблеме совместимости глины с соляной кислотой. Глины имеют температуру, при

которой они являются нестабильными. В таком состоянии глины быстрее разлагаются и используют всю доступную соляную кислоту. Продуктами разложения данных глин являются осадки силикагеля, которые и повреждают пласт. Исходя из этого, наличие таких глин способно оказывать существенное влияние на окончательное выбор жидкости при обработке.

1.3.1. Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах

Загрязнение пласта терригенного коллектора может быть вызвано наличием силикатных материалов (полевого шпата, глин, кварца, и т.д.). Для удаления таких загрязнений и увеличения проницаемости ПЗП используют обработки грязевой кислотой. Грязевая кислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот при различной их концентрации. Обычно эти концентрации не превышают 12 % масс. для HCl и 3% масс. для HF [5].

Одной из главных отличительных особенностей плавиковой кислоты является образование многочисленных продуктов реакции с учетом повышения pH (по мере расходования кислоты), эти продукты выпадают как малорастворимые и нерастворимые осадки [3]. Использование HCl в смеси с HF способствует поддержанию pH в требуемом интервале (не должно превышать $\text{pH} = 2$).

Все побочные реакции, которые происходят во время взаимодействия плавиковой кислоты с силикатами, оказывают влияние на общую стехиометрию реакции, что в свою очередь приводит к лишнему расходованию.

Способ выражения стехиометрии реакции использует понятие растворяющей способности. Растворяющая способность – это количество минерала, которое растворяется данным количеством кислоты (объем или масса). Перед тем как определить растворяющую способность следует найти гравиметрическую растворяющую способность. Она представляет собой массу минерала, растворимую определенной массой кислоты, и определяется как:

$$\beta = \frac{\nu_{\text{минерал}} MW_{\text{минерал}}}{\nu_{\text{кислоты}} MW_{\text{кислоты}}} \quad (1.13)$$

Где β – гравиметрическая растворяющая способность кислоты; ν – стехиометрические коэффициенты реакции взаимодействия минерала и кислоты; MW – молекулярные массы минерала и кислоты.

Объемная растворяющая способность определяется как объем минерала, растворимый данным объемом кислоты, и связан гравиметрической растворяющей способностью:

$$X = \beta \frac{\rho_{\text{раствора кислоты}}}{\rho_{\text{минерала}}} \quad (1.14)$$

Где X – объемная растворяющая способность; ρ – плотности минерала и кислоты.

Растворяющая способность для плавиковой кислоты (табл. 1.2). [4]

Таблица 1.2 – Растворяющая способность для плавиковой кислоты

<u>Концентрация кислоты,</u> % <u>масс</u>	<u>Кварц (SiO₂)</u>		<u>Альбит (NaAlSi₃O₈)</u>	
	β	X	β	X
2	0,015	0,006	0,019	0,008
3	0,023	0,010	0,028	0,011
4	0,030	0,018	0,037	0,015
6	0,045	0,019	0,056	0,023
8	0,060	0,025	0,075	0,030

Помимо основных реакций, протекающих в процессе кислотного воздействия на породу, протекает ряд побочных реакций, вызванных различными факторами. Побочные реакции обуславливают одну из проблем, называемых вторичным или третичным осадкообразованием (рис. 1.1).

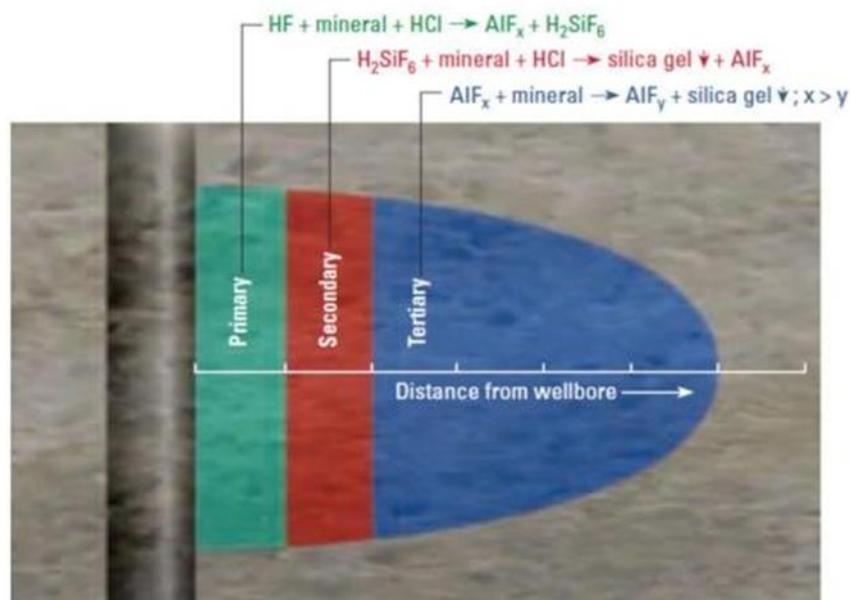
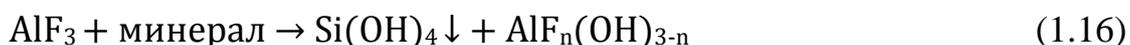
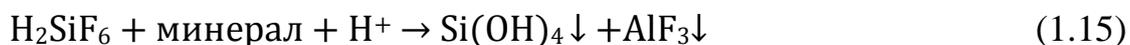


Рисунок 1.1– Схема прохождения первичной, вторичной и третичной реакции в ПЗП при ГКО

Первичная реакция происходит в области ПЗП, что приводит к образованию алюминия и фторида кремния. Вторичные реакции описывают взаимодействие гексафторокремниевой кислоты с породами, в соответствии с реакцией 16, эти реакции протекают медленнее первичной реакции. Третичные реакции – это реакции фторида алюминия с минералами, в результате чего образуется силикагель и комплексы алюминия. Кислотные обработки терригенных пород могут завершиться неудачей из-за быстрой скорости реакции вторичных и третичных реакции при высоких пластовых температурах.



Из-за способности осадкообразования при взаимодействии грязевой кислоты с породами пласта, нефтегазовые индустрии и научные институты разрабатывают собственные сочетания кислот с различными концентрациями для того, чтобы получить наилучшие результаты кислотных обработок терригенных коллекторов (табл. 1.3).

Таблица 1.3 – Рекомендация МакЛеода по составу жидкости для кислотных обработок терригенного коллектора [3]

<u>Коллектор</u>	<u>Основная кислота</u>	<u>Предварительная промывочная жидкость</u>
<u>Растворимость в HCl > 20%</u>	<u>Только HCl</u>	
<u>Высокая проницаемость (> 100 мД)</u>		
<u>Высокое содержание кварца (> 80%); глины < 5%</u>	12% HCl-3% HF	15% HCl
<u>Высокое содержание полевого шпата (> 20%)</u>	13,5% HCl-1,5% HF	15% HCl
<u>Высокое содержание глины (> 10%)</u>	6,5% HCl-1% HF	<u>Связанные 5% HCl</u>
<u>Высокое содержание хлоридно-железного глины</u>	3% HCl-0,5% HF	<u>Связанные 5% HCl</u>
<u>Низкая проницаемость (< 10 мД)</u>		
<u>Низкое содержание глины (< 5%)</u>	6% HCl-1,5% HF	7,5% HCl или 10% <u>уксусная</u>
<u>Высокое содержание хлора</u>	3% HCl-0,5% HF	5% <u>уксусная кислота</u>

1.4. Оборудование, применяемое при проведении кислотных обработок

Для приготовления и закачки кислотных составов должно использоваться стандартное оборудование, обеспечивающее:

- качественное приготовление составов;
- непрерывность технологического процесса;
- необходимые давления и производительность на каждом этапе осуществления приготовления и закачки составов;
- безопасные условия проведения работ.

Для перевозки кислотных растворов при проведении кислотных обработок, применяют агрегат типа АЗИНМАШ–30А (рис. 1.2.) [8][9].

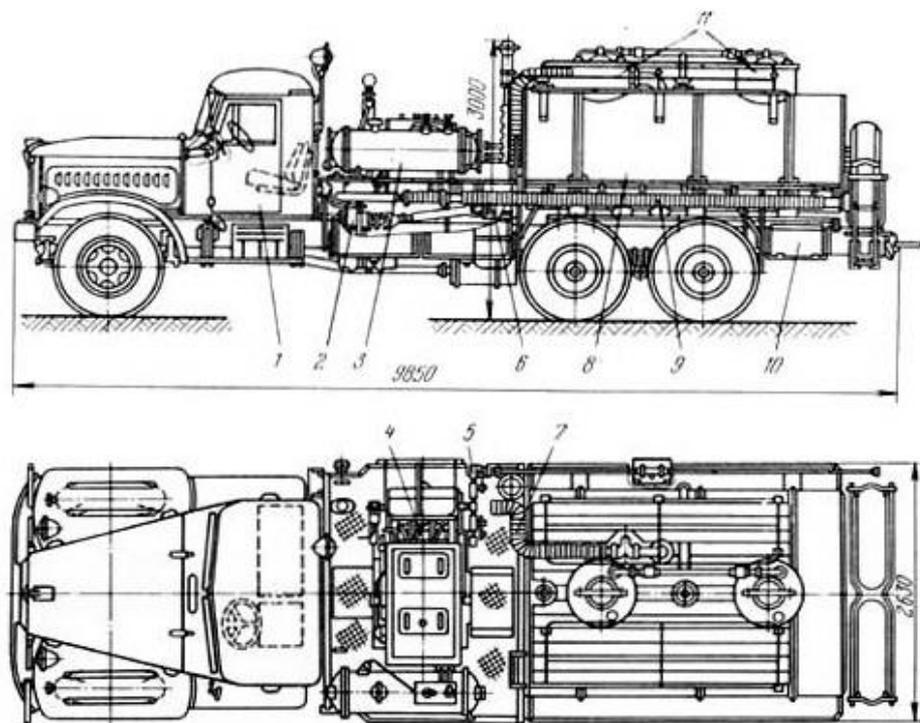


Рисунок 1.2 – Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш–30А: 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента; 4 – насос 4НК–500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор; 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты; 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны.

Азинмаш-30А с гуммированной резиной цистерной, включает в себя два отсека емкостью $2,7\text{м}^3$ и $5,3\text{м}^3$, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3м^3 каждый. Для перевозки ингибированных рабочих кислотных растворов используются Кислото́воз – Нефаз 933410 полуприцеп, а также кислотовозы СИН–37 с тарировками 10 и $12,6\text{м}^3$. В последнее время на промыслах применяют аналогии Азинмаш–30, выпускаемые производством «СИНЕРГИЯ», оборудованные насосом СИН–32, СИН–35 [9][8].

Агрегат ЦА–320 предназначается для закачки, приготовления и продавки тампонажных и других растворов в скважину, опрессовки оборудования и труб. Для предотвращения разрушения узлов агрегата от коррозии после завершения работы необходимо промывать гидравлическую

часть агрегатов чистой водой и после этого промывать с добавкой тринатрийфосфата 0,5%.

В зимнее время, во избежание замерзания узлов агрегатов и химических реагентов необходимо применить ППУА (передвижные паровые установки), которая предназначена для выработки пара.

Обычные технологические емкости, мерники и автоцистерны, применяют для хранения кислот и растворов. Они защищаются многослойными покрытиями кислотостойкими эмалями и лаками. Емкости для хранения и перевозки кислот должны периодически очищаться не реже одного раза в квартал с составлением соответствующего акта.

Для нагнетания жидкостей в пласт используются насосные установки УНЦ1-1160-500К (АЗИНМАШ – 30А) и АКПП – 500, оснащенные трехплунжерным насосом 5НК–500 с приводом от тягового двигателя автомобиля.

Для снятия данных по закачке технологической жидкости и рабочему давлению закачки при выполнении операций по СКО используются станции контроля регистрации параметров (КРП–1).

Блок манифольдов БМ–700 используется для параллельного соединения насосных установок с устьем скважины для проведения циклов технологических операций.

Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК–500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹). С этим агрегатом при КО скважины используют цементировочный агрегат ЦА–320М.

1.5. Химические реагенты, применяемы при проведении кислотных обработок

Для улучшения свойств кислотных растворов добавляют химические присадки. Добавки к таким жидкостям являются необходимостью для улучшения ее проникающих способностей по отношению к породе пласта, снижения возможности выпадения осадков и снижения коррозионной активности по отношению к металлу.

Ингибиторы – вещества, которые снижают коррозионную активность кислоты на оборудование, с помощью которых транспортируют, перекачивают и хранят кислоту. Ингибиторы обычно добавляются в составе не более 1% от объема кислоты.

Механизм работы ингибиторов, следующий: ингибиторы анодного действия работают на анодных участках металла, а ингибиторы катодного действия работают на катодных (табл. 1.4). [3]

Таблица 1.4 – виды ингибиторов и их способность снижения коррозионной активности.

<u>Ингибитор</u>	<u>Количество, %</u>	<u>Снижение коррозионной активности</u>
<u>Формалин</u>	0,6	7-8 раз
<u>Уникол ПБ-5</u>	0,25-0,5	30-42 раз
<u>Катапин А</u>	0,025%	45 раз
<u>Доликор (импортный)</u>	0,5%	До 300 раз
<u>Азол (СІ-130)</u>	1%	До 50 раз

Факторами, влияющими на эффективность ингибитора, являются: температура, скорость потока, соотношение объема кислоты и площади поверхности металла, концентрация ингибитора, концентрация и тип добавок к кислоте, концентрация и тип кислоты, тип металла и давление [3].

Интенсификаторы – это ПАВ (поверхностно-активные вещества) которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть – нейтрализованная кислота в 3–5 раз.

ПАВ вводят для снижения поверхностного натяжения кислотного состава во время взаимодействия с породой; для эффективности действия кислотного раствора и увеличения глубины проникновения; для облегчения обратного оттока продуктов реакции после обработки.

Наличие ПАВ снижает проникновение кислотного раствора в микропоры породы. Это нужно для обработки плотных пород и во время очистки забоя скважины от твердых отложений или оставшихся частиц цемента: ПАВ облегчают отделение воды от породы, а также проникновение кислоты сквозь нефтяные пленки, которые покрывают поверхность породы и выстилают поверхность пор. Это в свою очередь даёт возможность кислоте взаимодействовать с породой, растворяя ее.

Часть ингибиторов (в частности: катамин А, мервелан К, катапин А,) в то же время выполняют роль интенсификаторов. Как интенсификаторы используются ПАВы: ОП–10, ОП–7.

В действительности во время обработки нагнетательных скважин на начальном этапе разработки месторождения, а также при переводе скважин под нагнетание, применяются следующие неионогенные гидрофилизующие ПАВ:

- Неонол СНО 3Б, (1–2%);
- Превоцел, (1–2%);
- Нефтенол ВВД, (1–2%);
- Сульфанола, (0,5%).

На заключительных стадиях разработки месторождений в качестве ПАВ следует использовать гидрофобизирующие материалы:

Синол КАМ (1,5%) ограничен по температуре применения (80° С);

- ИВВ–1 (до 2%);
- Нефтенол ГФ (до 2%);
- Нефтенол К (до 3%);

Гидрофобизаторы облегчают фильтрацию кислоты в нефтенасыщенных пропластках, снижают проникновение ее в водонасыщенную часть пласта, что

сдерживает интенсивную проработку водонасыщенных каналов и ускорение проникновения по ним воды к нефтяным скважинам.

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания некоторых продуктов реакции и соединений железа присутствующие в соляной кислоте, в растворенном состоянии.

Стабилизаторы существенно снижают скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, благодаря чему проникновение кислотных растворов в пласт увеличивается.

Используются следующие стабилизаторы для продавочной жидкости:

- Нефтенол ВВД (2%);
- Неонол СНО 3Б (2%);
- Анионоактивный Сульфанола (1%);
- Нефтенол ГФ (2%);
- Синола КАМ (1%);

2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1. Самотлорское месторождение

2.1.1. Географическое расположение

Самотлорское нефтегазовое месторождение располагается в Нижневартовском районе ХМАО (Ханты – Мансийского автономного округа), в 750км к северо–востоку от г. Тюмени и в 15км от г. Нижневартовска. На рис. 2.1 изображена обзорная карта месторождений Нижневартовского района.

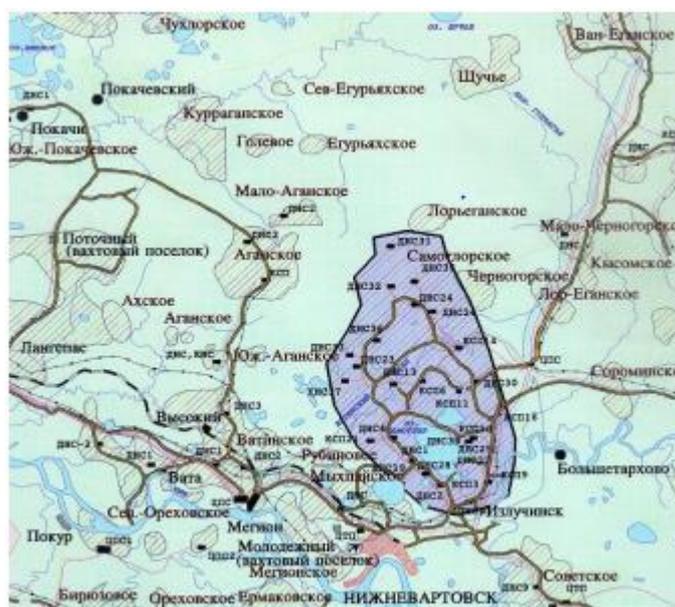


Рисунок 2.1 – Обзорная карта месторождений Нижневартовского района

По географическому строению район месторождения приурочен к водоразделу реки Вах, которая является судоходной, Ватинского Егана и правых притоков реки Обь. Рельеф слабопересеченный. Абсолютные отметки поверхности варьируются от +45 до +75 метров. На глубине от 200 до 350 метров находятся многолетние мерзлые горные породы при температуре от 0°С до 0,5°С, общее их влияние на эксплуатацию и бурение незначительно. Площадь на 80% заболочена, а также представлена четвертичными аномальными и озерно-суглинистыми песчаниками мощностью до 20 метров, грунтами с прослойками и линзами мелкозернистых песков, торфа.

2.1.2. Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов

В Нижневартовском своде (здесь расположено Самотлорское месторождение) присутствуют породы доюрского фундамента, мезо-кайназойских терригенных отложений и платформенного чехла.

Геологический разрез месторождения представляет собой мощную толщ (2740- 2870 метров) осадочных пород мезо-кайназойского возраста (от юрских до четвертичных включительно), залегающих на размытой поверхности отложений складчатого палеозойского фундамента.

Палеозойский фундамент характеризуется сильными метаморфизированными глинисто-сланцевыми и глинистыми сланцами.

На Самотлорском месторождении в разработке имеются одиннадцать объектов – АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₈, БВ₁₀, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁.

БВ₁₀, БВ₈, АВ₄₋₅, АВ₂₋₃, АВ₁ – это пять основных продуктивных горизонтов, к ним приурочены нефтегазовые и нефтяные залежи промышленного значения. Отложения продуктивных горизонтов представлены толщей мелкозернистых или реже среднезернистых песчаников, а также алевролитов с прослоями глин. Относятся они к нижнему отделу меловой системы с общей толщиной 1330 метров.

Средняя глубина залежей нефти (до ВНК) продуктивных горизонтов АВ₄₋₅, АВ₂₋₃, АВ₁ равна 1750 метров, для горизонтов БВ₁₀, БВ₈, 2220 и 2130 метров соответственно. Залежи газа находятся в горизонтах АВ₄₋₅, АВ₂₋₃ и АВ₁ и сеноманском ярусе.

На Самотлорском месторождении коллекторские свойства пород определяют по данным ГИС и лабораторными методами по керну. В табл 2.1 представлены параметры коллекторских свойств пород.

Таблица 2.1 – Коллекторские свойства пород

Пласт	Гранулометрический состав пород д.е	Пористость д.е., m	Проницаемость, Дарси	Коэффициент продуктивности К, т/сут x МПА	Нефтесыщенность д.е. S _n
AB ₁	0,002-0,632	0,27	0,190	7,8	0,640
AB ₂₋₃	0,004-0,665	0,27	0,515	10,7	0,269
AB ₄₋₅	0,017-0,574	0,27	0,869	24,4	0,258
BB ₈	0,030-0,565	0,23	0,506	15	0,358
BB ₁₀	0,034-0,524	0,21	0,165	4,3	0,251

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Самотлорском месторождении представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы-коллекторы III класса ($K_{пр}=100-500$ мД).

Лучшие коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду.

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю₁₋₂, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18–35% и для преобладающих пород изменяется от 26,8% (пласт BB₈ Мегионское месторождение) до 35,3% (пласт AB₁). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50%.

На рис. 2.2 и 2.3 представлен сводный литолого–стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода и геологический профиль горизонтов Самотлорского месторождения соответственно.

Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной толщей (до 3000 м) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.



Рисунок 2.2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода

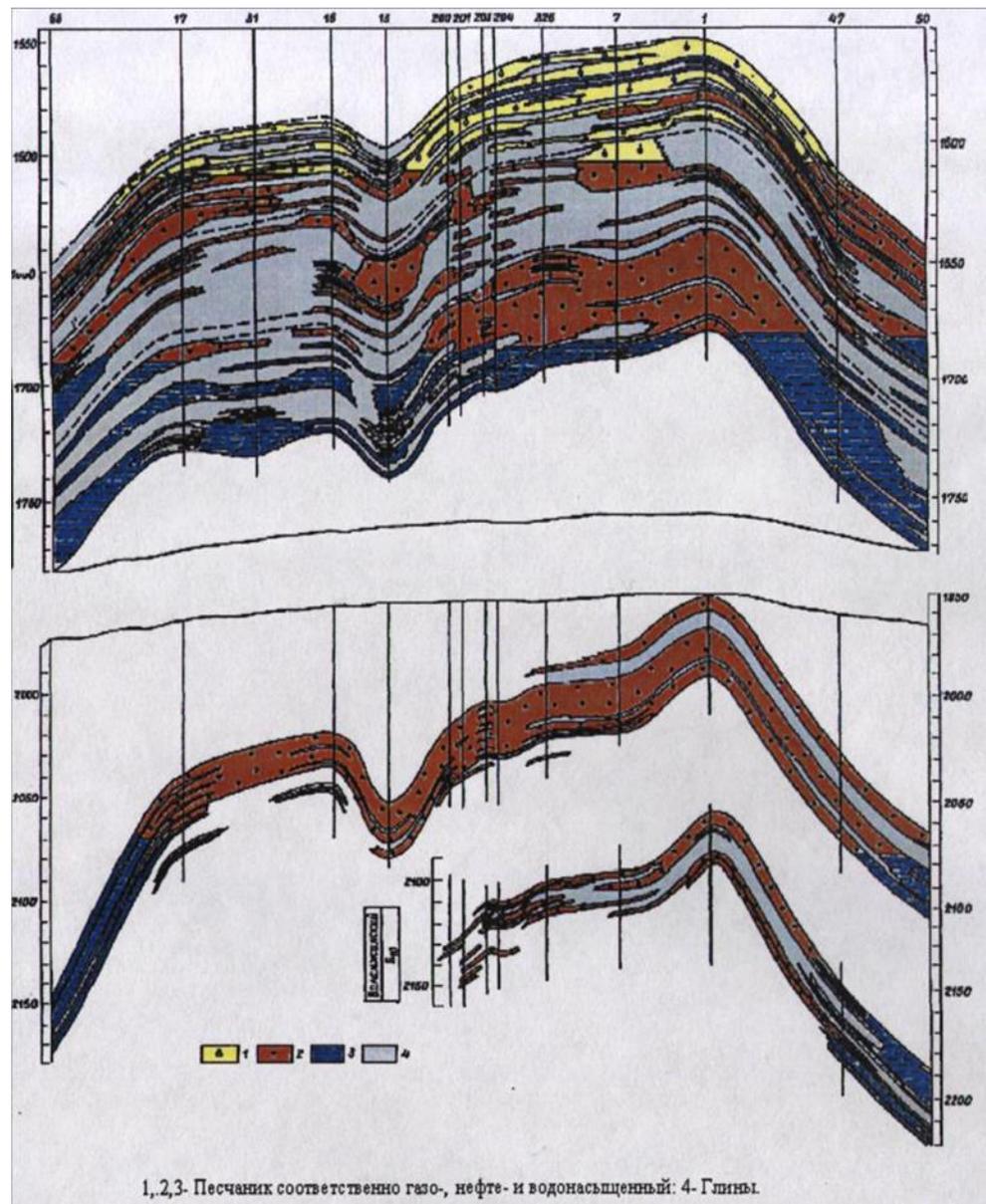


Рисунок 2.3 – Геологический профиль горизонтов Самотлорского месторождения

2.1.3. Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов

На рисунке 2.4 представлено процентное соотношение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки (в группу «остальные» отнесены мелкие объекты разработки, вносящие небольшой вклад в общие запасы месторождения – АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁).

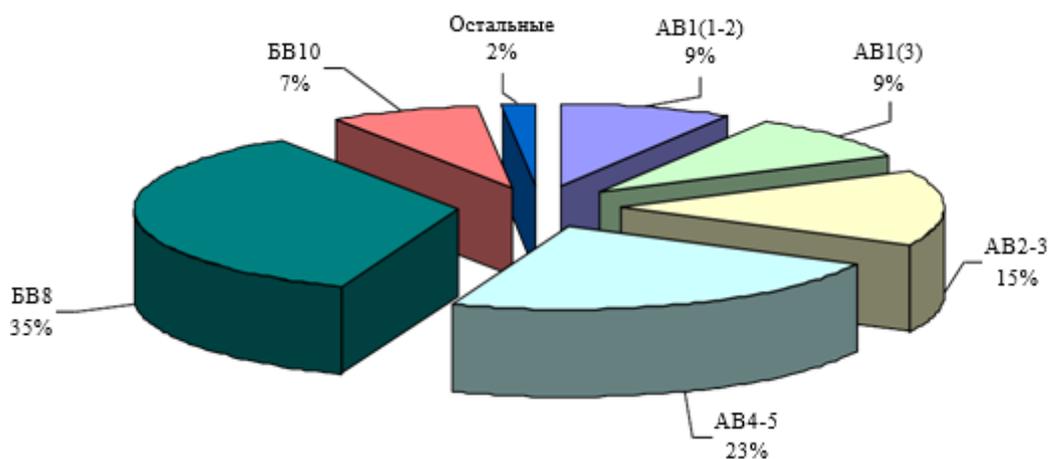


Рисунок 2.4 – Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

Самым крупным на месторождении является объект БВ₈, на долю которого приходится 35 % начальных извлекаемых запасов месторождения в пределах деятельности ЦДО «СНГ». Два эксплуатационных объекта группы пластов АВ (АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅) содержат 15% и 23 % соответственно суммарных НИЗ месторождения. Объект АВ₁¹⁻² содержит 9 % суммарных НИЗ. На долю каждого из остальных объектов разработки приходится менее 10 % начальных извлекаемых запасов. НИЗ – 1 829 886,0 тыс. т.

На рис. 2.5 приведено распределение остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам разработки.

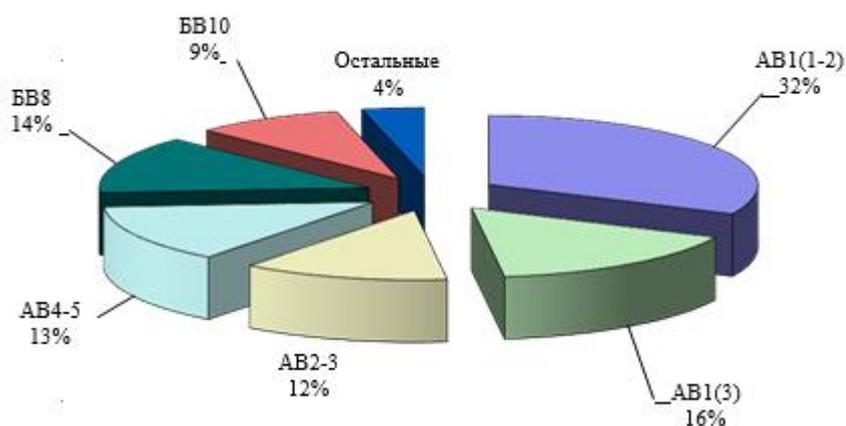


Рисунок 2.5–Распределение остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

Наибольшие остаточные запасы сосредоточены на объекте АВ₁¹⁻² – 33 % от общих остаточных запасов месторождения, и в повышении эффективности разработки этого объекта в дальнейшем в значительной степени будут зависеть технологические показатели по месторождению в целом. От 12 до 16 % приходится на пласты группы АВ (АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅) и объект БВ₈. ОИЗ – 433 640, 0 тыс. т.

2.2. Определение технологической эффективности мероприятий по ОПЗ скважин выполненных по объектам Самотлорского месторождения

Всего по анализируемому участку в 2015 году было проведено 235 скважино–операций по кислотной обработке призабойной зоны (рис. 2.6), из которых 56 операций проводились сразу на двух объектах, и пять операций сразу на трех объектах разработки.

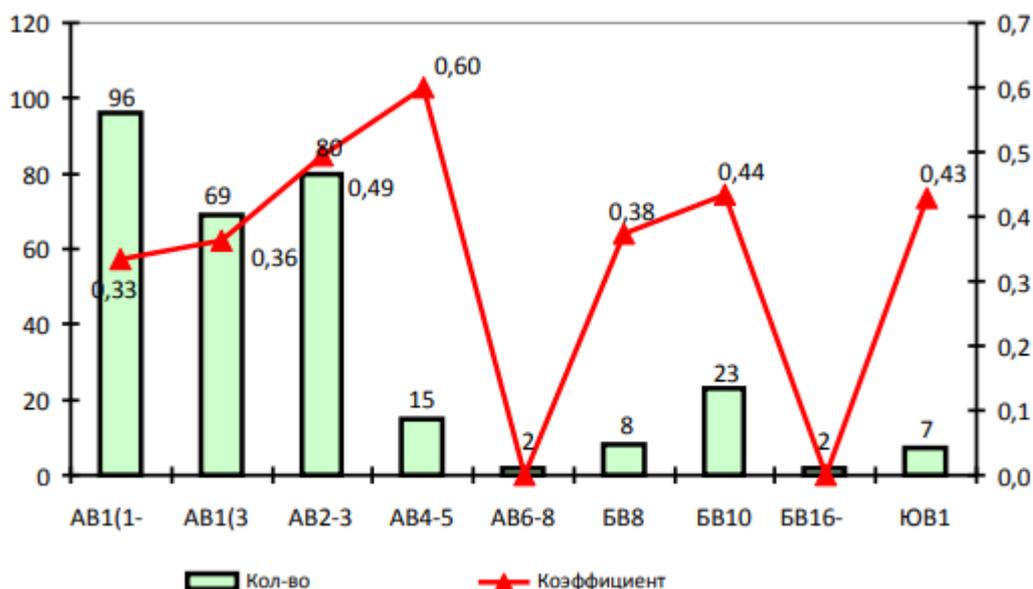


Рисунок 2.6 – Распределение количества операций ОПЗ и коэффициента успешности по объектам разработки анализируемого участка

На рис 2.7 представлено распределение дополнительной добычи нефти (тыс. т), полученной в результате проведения ГТМ в 2015 году по объектам разработки.

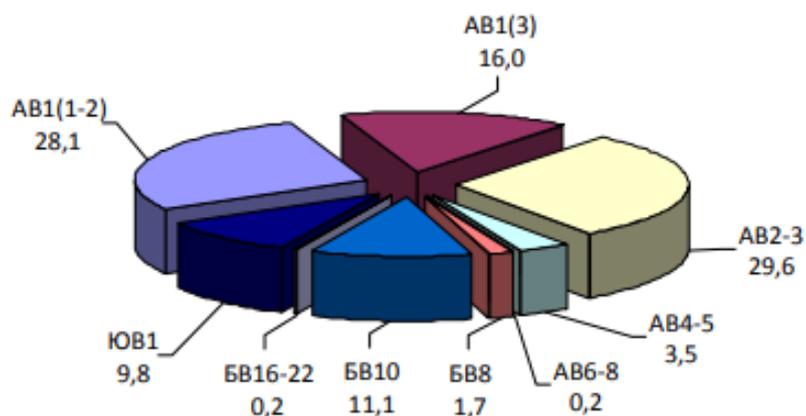


Рисунок 2.7 – Распределение дополнительной добычи нефти (тыс.т) по объектам разработки. Проведение данного комплекса мероприятий позволило дополнительно добыть 100 тыс. тонн нефти, наибольший вклад в дополнительную добычу нефти внесли объекты АВ₂₋₃ и АВ_{1¹⁻²}, на которые приходится более половины дополнительной добычи – 29,6 тыс. т и 28,1 тыс. т соответственно или 57,7% от общей дополнительной добычи. [10]

На рисунке 2.8 представлено распределение удельной дополнительной добычи нефти (тыс.т/скв) по объектам разработки. Согласно полученным результатам наибольшие значения удельной дополнительной добычи нефти на одну скважину – 1393,3 и 481,6 т/скв., получены в результате проведения ОПЗ на объектах ЮВ₁ и БВ₁₀ соответственно. В среднем по всем объектам разработки удельная дополнительная добыча составила 425,5 т нефти на одну скважино-операцию.

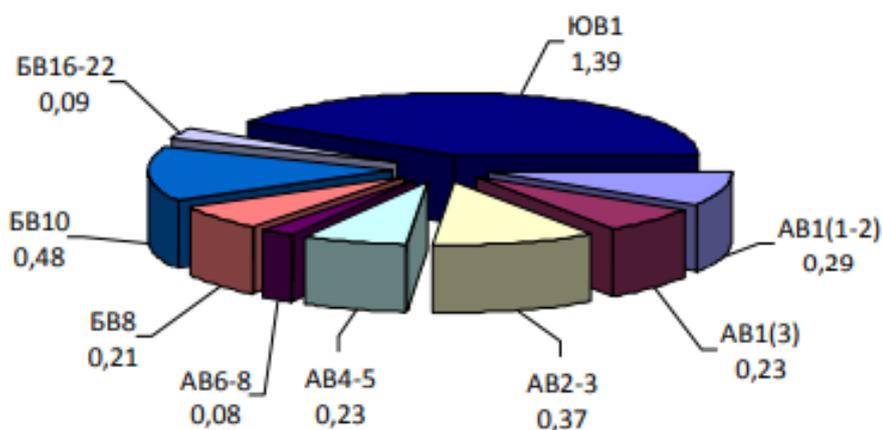


Рисунок 2.8 – Распределение удельной дополнительной добычи нефти (тыс.т) по объектам разработки анализируемого участка

Как показано на рисунке 2.9 продолжительность эффекта по объектам разработки после проведения ГТМ варьируется от 3,6 (объект БВ₁₆₋₂₂) до 8,6 месяцев (объект АВ₆₋₈), и в среднем составляет 5,3 месяца. Среднегодовой прирост дебита нефти по объектам изменяется от 0,29 /сут. (объект АВ₆₋₈) до 7,1т/сут. (объект ЮВ1) и в среднем составляет 2,6т/сут.

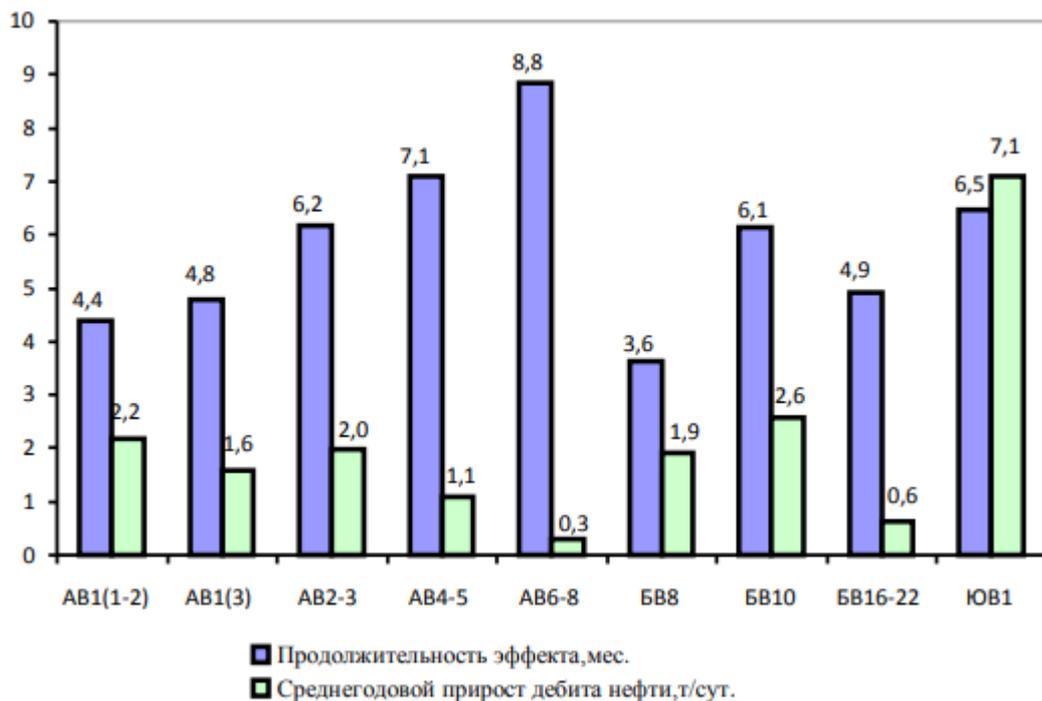


Рисунок 2.9 – Продолжительность эффекта и среднегодовой прирост дебита нефти (т/сут.) по объектам разработки анализируемого участка

В табл. 2.2 представлены сводные показатели эффективности применения ОПЗ для ЦДО СНГ по объектам разработки.

Таблица 2.2 – Параметры проведения ОПЗ по скважинам объектов разработки анализируемого участка

Объект	Кол-во	Среднегод. прирост нефти т/сут	Доп. добыча нефти тыс. т	Удельн. доп. добыча нефти, тыс. т/скв.	Коэффициент успешности, %
АВ ₁ ¹⁻²	96	2,9	28,1	292,4	0,33
АВ ₁ ³	69	1,59	16,0	231,3	0,36
АВ ₂₋₃	79	1,98	29,6	375,5	0,49
АВ ₄₋₅	15	1,08	3,5	231,8	0,6
АВ ₆₋₈	2	0,29	0,16	79,1	0,0
БВ ₈	8	1,93	1,7	211,8	0,38
БВ ₁₀	23	2,58	11,1	481,6	0,44
БВ ₁₆₋₂₂	2	0,61	0,2	91,5	0,0
ЮВ ₁	7	7,08	9,8	1393,3	0,43
ИТОГО	235	2,6	100,2	425,5	0,4

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В данном разделе приведены результаты внедрения на месторождениях ОАО НК «Лукойл» комплексного метода воздействия двух- и трехкомпонентными химическими составами на основе кислот с последующим удалением продуктов реакции из скважины (технология ЗАО НПП «Гелий»). Применяемая технология обработки призабойной зоны пласта высокоэффективна не только для улучшения производительности добывающих скважин, но и "для повышения приемистости нагнетательных скважин, что подтверждено промысловыми данными [11] [12].

На основании результатов лабораторных исследований разработана технология по применению кислотных составов НПП «Гелий». Составы «Гелий-1К-2», «Гелий-2» (БН) являются кислотными композициями комплексного воздействия на пласт. Добавки, входящие в состав «Гелий-1К-2» и «Гелий-2» придают составу высокие поверхностно-активные свойства, а также ингибирующие процесс химического взаимодействия с породой.

"Гелий-1 К-2" – композиционный кислотный состав с добавкой НП АВ, ингибитором коррозии, и другими специальными добавками, улучшающими перевод растворённых ионов в раствор в связанном состоянии. За счет высокой поверхностной активности, состав "Гелий-1 К-2" обладает высокой проникающей способностью в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе "Гелий-1 К-2" - нефть; межфазное натяжение, а на границе раздела фаз составляет 0,02–0,05 мН/м.

Перед началом проведения работ в скважине и после обработки проводится ее аттестация с записью кривой восстановления давления (кривой восстановления уровня) с применением комплекса гидродинамических исследований скважин ГДИ-710 и интерпретации полученных данных. В

зависимости от степени ухудшения коллекторских свойств, потенциальных возможностей скважины и величины ее приемистости проводятся дальнейшие работы по воздействию на призабойную зону пласта кислотными составами.

Предлагаемая технология обработки призабойной зоны экономически выгодна, что подтверждается фактическими показателями дополнительно добытой нефти и устойчивой работой скважин после вывода на режим. В 1999 г. выполнено 24 операции в скважинах Западной Сибири, при этом дополнительная добыча нефти составила 14 тыс. т. В 2000 г. проведено 96 скважино-операций, в результате которых дополнительная добыча нефти составила 78,5 тыс. т, а в 2001 г. добыто 128 тыс. т нефти по скважинам, обработанным по этой технологии. По результатам работы в 1999–2001 гг. успешность выполнения операций (достижения запланированного заказчиком дебита) составила 75...80%. Анализ проведенных операций по обработке показывает, что технология наиболее эффективна при подключении в работу ранее не работавших малообводненных пропластков, в которых после проведения операции обводненность снижается в среднем на 15...20%. При обработке основных работающих пропластков (а это 75% всех объектов) обводненность уменьшилась с 60...62% до 58...60%, т. е. наблюдается увеличение коэффициента нефтеотдачи в среднем на 2%.

Виброструйные устройства, применяемые в ЗАО НПП "Гелий", позволяют проводить работы в скважине как в режиме пульсара, так и в режиме струйного насоса без дополнительного подъема подземного оборудования, при этом сохраняется возможность освоения скважины методом свабирования. В настоящее время на стадии внедрения находится способ работы с продуктивным пластом по комплексной технологии на основе гидролизной кислоты с использованием гидравлических желонки. Анализ результатов показывает, что эффективность очистки призабойной зоны пласта и освобождение скважины от продуктов реакции выше, чем при обычном свабировании.

В 2006 г. ЗАО НПП «Гелий» были проведены работы по интенсификации добычи нефти на Повховском и Тевлинско–Русском месторождениях на пластах БВ₈, БС₁₀ ТПП «Когалымнефтегаз».

Критерием эффективности выполненных работ на скважинах было принято считать:

- Повышение нефтеотдачи пласта после комплексной ОПЗ – не менее 5т/сут.
- Повышение коэффициента продуктивности скважины.
- Продолжительность эффекта от комплексной ОПЗ.

Основными критериями при подборе скважин являлись:

- Геолого-технические данные пласта.
- Наличие достаточной компенсации закачкой отборов пластовых флюидов участка.
- Достаточно высокое пластовое давление на скважине.
- Максимальная обводненность скважины до 80% и т.д.

Всего было выполнено комплексных ОПЗ на 134 скважинах; из них 113 обработок - на Повховском месторождении и 21 обработка - на Тевлинско–Русском.

В результате выполненных работ по Повховскому месторождению получены прирост по нефти на скважину составил - 6,4т/сут и общий прирост по нефти - 651,3т/сут.

Дополнительная добыча по месторождению от выполненных ОПЗ на 31.12.2006г составила 73508т.

Эффективность выполненных работ по месторождению - 87,8%.

Более 80% скважин, на которых были выполнены комплексные ОПЗ, работают с продолженным эффектом (с дебитом по нефти превышающий базовый дебит).

В качестве примера повышения эффективности работы структурного подразделения рассмотрим ЦДНГ–5, где было выполнено 42 комплексных

ОПЗ. Из них: 11–скважины из бездействующего фонда, 31 скважин – рабочего фонда.

Из выполненного объема эффект получен на 37 скважинах, при среднесуточном приросте на одну скважину – 5,91т/сут. нефти. Прирост по жидкости составил – 20,4м³/сут. Максимальный среднесуточный прирост по нефти составил 12т/сут по скважине 4783 куст 1076. Эффективность выполненных работ составила 88,37%.

Увеличение прироста притока нефти в три раза отмечено на 21% скважин, в два раза - на 42% скважин. На скважинах 2675 куст 129 и 4783 куст 1076 отмечено десятикратное увеличение притока нефти. На оставшихся 46,5 % скважинах был достигнут планируемый приток.

Более 80% скважин, сданных в 2006 году по ЦДНГ–5 работают с продолженным эффектом. Максимальная продолжительность эффекта составила 10,6 мес. по скважине 2562 куст 118. Средняя продолжительность эффекта по скважинам ЦДНГ–5 сданных в 2006 году –5,1 месяца или 153сут.

Прирост по добыче нефти от ОПЗ в 2006 году по 5 цеху составил 36079,2т нефти, причем наращивание добычи шло поступательно с 215т нефти в феврале до 5629,7т нефти в декабре месяце.

На скважинах ЦДНГ–4 Тевлино-Русскинского месторождения было выполнено 15 комплексных ОПЗ. Среднесуточный прирост на одну скважину составил–7,8 т/сут, максимальный прирост по нефти достигнут на скважине 2273куст 33 и составил–24,3т/сут, по жидкости–33м³/сут.

При проведении ОПЗ на скважинах цеха были использованы технологии с применением бисульфата натрия, глинокислоты, Синола, Неонола, соляной кислоты, ПАВ. Наиболее эффективными реагентами при применении на пластах БС₁₀²⁻² оказался ГКО+ПАВ - пятикратное увеличение притока нефти по скв. 2273 куст 33.

77% сданных скважин в 2006 г. работают с продолженным эффектом. Максимальная продолжительность эффекта составила 9,4 мес. по скв. 7969 куст 76. Эффективность выполненных работ составила 86,67%. Среднесуточный

прирост по нефти по эффективным скважинам по Тевлино–Русскинскому месторождению составил 6,7т/сут.

Таким образом, применяемый научно-производственным предприятием «Гелий» комплексный подход в изучении и определении состояния скважины и месторождения в целом, выбор наиболее эффективных в данный, текущий момент способов воздействия на пласт, комплексирование различных видов технологий, способен принести значительный экономический эффект, увеличить оперативность и технологичность проведения ОПЗ, в конечном счете, способствуя увеличению добычи нефти.

Объем испытаний составил пять скважино-операций (4 – на пластах ЮВ-1 и 1 на пласте Ач–2 Нивагальского месторождения). Как известно, отличительной особенностью юрских пластов месторождения является пониженная нефтенасыщенность коллекторов, заглинизованность и низкий коэффициент извлечения нефти. Поэтому, применяется для их ОПЗ

Композиция на основе ГФЭАП, модифицированная соляной и фтористоводородной кислотой с добавлением алифатических спиртов которая обладает высокой растворяющей способностью по отношению к породе пласта, увеличивает проницаемость нефтенасыщенного керна, обладает низкой коррозионной активностью по отношению к металлу.

Проведенные работы по обработке ПЗП юрских пластов позволили установить следующее: использование составов на основе производных органических кислот позволяет интенсифицировать приток нефти из низкопроницаемых коллекторов; применение углеводородных растворителей позволяет проводить работы по ОПЗ, используя механизмы и оборудование отечественного производства без потери качества работ и с соблюдением правил безопасности; проведение последовательных закачек «ГКО свабиrowание ГФЭАП свабиrowание» позволяет проводить многостадийную проработку ПЗП, поэтапно увеличивающую глубину проникновения реагента в пласт, такая технология является наиболее эффективной.

Для дальнейшего повышения эффективности комплексной обработки зоны ПЗП кислотными композициями в сочетании с углеводородными растворителями необходимо ввести компонент, который бы дополнительно ускорял процесс разрушения асфальто-смолистых и высоковязких нефтяных отложений в области призабойной зоны.

Для обработки скважин рекомендуется закачка составов с 12% концентрацией кислоты и НПАВ 3%. Объем оторочки состава выбирают из расчета:

Для пластов группы ЮВ₁ – 0,75 м³ на 1 м мощности пласта;

Для пластов группы БВ – 0,9 м³ на 1 м мощности пласта;

Для пластов группы АВ – 1 м³ на 1 м мощности пласта.

Необходимое время реакции растворения для составов Гелий 1К–2 составляет 1 час.

Кислотные составы на основе гидролизной кислоты рекомендуется использовать до 10%-ной концентрации; при использовании рабочих растворов более высоких концентраций отмечается активное образование вторичных осадков, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта.

Для повышения эффективности кислотных составов для обработки нефтенасыщенного керна необходимо использовать добавку ПАВ в состав в количестве 0,5–1% - в случае использования сульфонола; 1–2% - в случае использования неонола АФ9–12, либо его аналогов. Компоненты состава подобраны так, чтобы очистить ПЗП на возможно большем удалении от забоя, обеспечить максимально глубокое проникновение кислоты в пласт с целью увеличения проницаемости:

Для пластов группы ЮВ₁ – 0,8 м³;

Для пластов группы БВ – 1 м³;

Для пластов группы АВ – 1,0–1,1 м³;

Необходимое время для реакции растворения, для составов на основе гидролизной кислоты – 2 часа.

Для повышения эффективности кислотных составов на нефтенасыщенный керн предлагается вводить в кислотные составы специальные добавки взаимного растворителя бутилцеллозольва в количестве 10 % от объема кислотного состава или бутилцеллозольв в смеси с маслорастворимым НПАВ типа АФ₉₋₁₂ (1%).

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально – технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Томского региона.</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисление во внебюджетные фонды 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Гантта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В настоящее время основной задачей обработок призабойной зоны скважины кислотными составами является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт.

В условиях высокообводненных скважин (более 50%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глино-кислотных обработок скважин (ГКО). Сущность технологии проведения ГКО заключается в перекрытии крупных пор и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При промышленном внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, поэтому надо тщательно проанализировать эффективность этих методов перед проведением.

4.1. SWOT – анализ

SWOT –Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) –представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта. SWOT–анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательской работы:</p> <p>C1 Цена обслуживания.</p> <p>C2. Принесение более высокую эффективность разработки.</p> <p>C3. Надежность.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательской работы:</p> <p>Сл1. Риски повышения износа оборудования</p> <p>Сл2. Наличие элементов экологической опасности производства</p> <p>Сл3. Сложности при пусконаладке.</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Старение большинства систем на компоненты на месторождение в России.</p> <p>V2. Договоры с крупными добывающими компаниями в России по новым технологии.</p>	<p>Сильные стороны и возможности</p> <p>1. V1C1C3 – так как множество установок покупается на долгосрочный период, цена обслуживания – один из главных факторов при выборе.</p> <p>2. V2C1C3 – за счет работы с крупными предприятиями можно улучшить повысить характеристики устройства.</p>	<p>Слабые стороны и возможности</p> <p>1. V2Сл3 – сложности при пусконаладке исключается квалифицированным персоналом, уже осуществлявшим подобные процедуры. Такой персонал обязательно есть в любой крупной фирме.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Нежелание многих компаний на изменения.</p> <p>У2. Появление более эффективного технология</p> <p>У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p>Сильные стороны и угрозы</p> <p>1.У1С1 - Создание конкурентных преимуществ готового продукта.</p> <p>2.У2С1 Убедить компании принять новую технологию с ценами на услуги и технологической надежностью.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы</p> <p>1.У1Сл1 - Сокращение поставок или смена поставщика</p> <p>2.У3Сл2 - Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны			Слабые стороны		
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	В1	+	-	+	-	-	-
	В2	+	-	+	-	-	+
Угрозы	У1	+	-	-	+	-	-
	У2	0	-	-	0	0	-
	У3	-	-	-	-	+	-

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. План проекта

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках научного исследования в форме календарного плана (табл 4.3). В состав участников проекта входят: руководитель и исполнитель

Таблица 4.3 – Календарный план представлен в таблице

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Выбор темы и подготовка материала для исследования	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель и исполнитель
Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	30	01.03.19	30.03.19	исполнитель
Обсуждение структуры работы	10	1.04.19	10.04.19	Исполнитель
Проведение теоретических расчетов	20	15.04.19	05.05.19	Руководитель Исполнитель
Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	14	06.05.19	20.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	114	11.01.19	21.05.19	

На основании календарного плана построена диаграмма Ганта (табл. 4.4), которая представляет собой столбчатые диаграммы (гистограммы). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 4.4 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исполнители	Тк, кал , дн	Продолжительность выполнения работ													
			янв		февр			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Выбор темы и подготовка материала для исследования	Исполнитель, руководитель	40	■			■										
Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	Исполнитель	30						■								
Обсуждение структуры работы	Исполнитель	10									■					
Проведение теоретических расчетов	Исполнитель, руководитель	15										■				
Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	Исполнитель, руководитель	21											■			
Продолжительность выполнения работы t_d			Руководитель									$\Sigma=76$				
			Исполнитель									$\Sigma=115$				

Условные обозначения:

■ – Исполнитель ■ – Руководитель

4.2.2. Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прејскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Эмульгатор	м ³	1,4	6,5	7	25	35	162,5	175
Плавиковая кислота	м ³	3,5	6,5	7	17,6	61,6	114,4	123,2
Уксусная кислота	м ³	1,41	5,5	6	41	57,81	225,5	246
Канцлярские товары (бумага)	шт	3	4	3	1	3	4	3
Итого:						157,41	506,4	547,2

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прејскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.и зм.	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	50	100	100
Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	8	4	4
Компьютер	шт	2	1	1	30	60	30	30
Монитор	шт	2	2	2	5	10	10	10
Итого:						128	144	144

Амортизационные отчисления

Норма амортизации, определяемая по формуле

$$H_A = \frac{1}{N} \cdot 100\%, \quad (4.1)$$

где N – срок полезного использования оборудования, выраженный в месяцах.

$$H_A = \frac{1}{76} \cdot 100\% = 1,32\%. \quad (4.2)$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$A_1 = \frac{C \cdot H_A}{360} \cdot t_{\text{дн}} = \frac{128000 \cdot 1,32}{360} \cdot 115 = 53973 \text{ руб}; \quad (4.3)$$

$$A_2 = \frac{C \cdot H_A}{360} \cdot t_{\text{дн}} = \frac{144000 \cdot 1,32}{360} \cdot 115 = 60720 \text{ руб}; \quad (4.4)$$

$$A_3 = \frac{C \cdot H_A}{360} \cdot t_{\text{дн}} = \frac{144000 \cdot 1,32}{360} \cdot 115 = 60720 \text{ руб}; \quad (4.5)$$

где C - цена оборудования;

$t_{\text{дн}}$ - число рабочих дней;

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из

трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 4.7.

Таблица 4.7 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1763,34	76	134013,9
Исполнитель	11400	1	11400	572,56	115	65844,4

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (4.6)$$

где Z_{осн}, Z_{доп} – основная и дополнительная заработная плата;

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.7)$$

где Z_{осн} – основная заработная плата одного работника;

T_р – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.;

Z_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.8)$$

где Z_м – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. дня M = 11,2 месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней M = 10,4 месяца, 6–дневная неделя;

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(табл. 4.8).

Таблица 4.8– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
–выходные дни	86	86
–праздничные дни	16	16
Потери рабочего времени		
–отпуск	24	48
–невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	239	223

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.9)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 4.9 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	134013,9	65844,4
Дополнительная зарплата	20102	-
Итого по вып.работе $C_{\text{зп}}$	154115,9	65844,4

4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.10)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.10).

Таблица 4.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Студент
Зарплата	154115,9	65844,4
Отчисления на социальные нужды	46234,77	19753,32

4.2.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.11)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп. 1	Исп 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	157410	506400	547200
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	53973	60720	60720
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	219960,3		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20102		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	65988		
6. Накладные расходы	82789,3	139707	146235,5
7. Бюджет затрат НТИ	600222	1012877	1060206

4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 4.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.12 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
157410	53973	282494,9	22228	84748	82789,3	600222
506400	60720	282494,9	22225	84748	139707	1012877
547200	60720	282494,9	22225	84748	146235,5	1060206

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{600222}{1060206} = 0,56, \quad (4.12)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{1012877}{1060206} = 0,96, \quad (4.13)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{1060206}{1060206} = 1, \quad (4.14)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (4.15)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (4.16)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 4.13.

Таблица 4.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35, \quad (4.17)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8, \quad (4.18)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,9, \quad (4.19)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,35}{0,56} = 7,76, \quad (4.20)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,8}{0,96} = 4,98, \quad (4.21)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{1} = 3,9, \quad (4.22)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 4.14).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{7,76}{4,98} = 1,6, \quad (4.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{7,76}{3,9} = 2, \quad (4.24)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{m\varepsilon}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{m\varepsilon}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 4. 14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,96	0,56	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,98	7,76	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,6		2

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

– составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

– определение бюджета НТИ. При использовании исп. 1 потребуется 600222 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

– определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой,

бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. У исп. 3 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнения большая. Наименьшая сумма – 600222 руб., а наибольшая – 1060206 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно выбрать для проведения исследования исполнения 3.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p><i>Для осуществления метода кислотных обработок пластов на месторождениях, используется агрегаты, химические материалы. Во время выполнения кислотных обработок пласта, производятся работы при высоких давлениях, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека. Кроме этого в рабочей зоне не исключена возможность образования пожара в результате неисправности при подаче электричества. Интенсивный производственный шум, общая и локальная, недостаток освещения, загрязнение рабочего места также оказывают влияние на здоровье человека.</i></p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Охрана труда и безопасность персонала Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с</i> 	<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов</i></p> <p>1.1. <i>Возникновение токсических веществ в рабочей зоне.</i></p>

<p><i>разрабатываемой темой;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 1.3. Повышенный уровень шум. 1.4. Тяжесть и напряженность физического труда.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2. Анализ выявленных опасных факторов 2.1. Поражение электрическим током. 2.2. Взрывопожарная опасность.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение атмосферы и мероприятия по защите атмосферы от загрязнения</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации её последствий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Турдалиев Марат Элдар угли		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Для осуществления метода кислотных обработок пластов на месторождениях, используются агрегаты, химические материалы. Во время выполнения кислотных обработок пласта, производятся работы при высоких давлениях, различными химическими веществами, которые содержат опасные и вредные факторы, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы:

5.1. Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми в работе методами интенсификации притока скважин, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах. В табл. 5.1 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов интенсификации притока к скважинам.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного оборудования; 3. Сосуды и аппараты под давлением; 4. Пожаробезопасность; 5. Электробезопасность.	1. ГОСТ 12.1.005-88; [13] 2. ГОСТ 12.1.003-2014; [14] 3. ГОСТ 24346-80; [15] 4. ГОСТ 12.4.011-89; [16] 5. ГОСТ 12.1.004-91; [17] 6. ГОСТ Р 12.1.019-2009. [18]

5.1.1. Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

При проведении гидравлического разрыва пласта, используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. В основном на промысле проводят ГРП на нефтяной и водной основе. В случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от

отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.), которые могут стать источниками вредных веществ. Особенно опасным для воздуха рабочих местах является оксид углерода. Этот газ образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе [19].

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (табл. 5.2).

Таблица 5.2 – 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

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами фартуками.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (фторной, соляной кислоты и т.д.) должен быть: запас чистой пресной воды; аварийный запас спецобуви, спецодежды и других средств индивидуальной защиты; нейтрализующие компоненты для раствора (известь, мел, хлорамин). [19]

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

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Когда работают насосы, возникает шум, отрицательно сказывающийся на работнике тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, и увеличивает рабочую нагрузку.

Шум как внешний фактор подавляет иммунный ответ организма, снижая защитную функцию последнего. Это можно увидеть из-за высокой распространенности инфекционных заболеваний (на 20-50% выше, чем обычно).

Согласно ГОСТ 12.01.003-2014 [2], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [9]. Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используется коллективное и индивидуальное защитное оборудование.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты являются: наушники; ушные вкладыши [14].

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией ГРП, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд влияет на общее здоровье работников и ведет к развитию различных заболеваний.

Если у людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, тогда должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13^ч – 14^ч) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Электрическим током является одним из выявленным опасных факторов поражение, потому, что напряжение считается безопасным при $U < 42$ В, а вычислительная техника питается от сети 220 В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смертью [20].

Поражение электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока, способные вызвать протекание тока по попавшей под напряжение части тела. Кроме того, на установках высокого напряжения возможен удар электрическим током без прикосновения к токоведущим элементам, в результате утечки тока или пробоя воздушного промежутка с образованием электродуги.

Существуют следующие виды электрических травм: металлизация кожи, электрический ожог, механические повреждения, электрические знаки. Электрические травмы представляют особую опасность.

Механическое повреждение может разрушить нервные ткани, кровеносные сосуды, а также приводить к дислокациям суставов и даже

трещинам. Такое повреждение может привести к таким результатам, как сокращение мышц под действием электрического тока, проходящего через тело человека.

Электрические сигналы практически безболезненны и могут возникать при 20% электрического тока. Иногда электрические сигналы выглядят в виде: мозолей, бородавок, ушибов, царапин, а также они представляют собой серые или бледно-желтые пятна круглоовальной формы с углублением в центре

Для защиты от поражения электрическим током применяют:

- Коллективные средства (изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль,
- Предупредительная сигнализация и блокировка,
- Индивидуальные (изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, инструменты с изолированными рукоятками).

Пожаровзрывоопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [21], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение

пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Аппараты, работающие под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

5.2. Экологическая безопасность

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники,

содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3мг/м³, либо получением извещения об аварии. Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат

безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.
- Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:
 - укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
 - эвакуация рабочих из зон ЧС;
 - использование СИЗ в случае необходимости;
 - оказание медицинской помощи пострадавшим;
 - организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные требования:

Требования к персоналу к работе по проведению кислотных обработок допускаются лица, прошедшие обучение, медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья для работы во вредных условиях и прошедшие инструктаж по соответствующим инструкциям по БТ ПДНГ.

Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – перед разгрузкой емкостей с корабля на платформу площадка должна быть полностью освобождена от других предметов и материалов; место размещения емкостей и оборудования для кислотной обработки должно быть ограждено и обозначено, как «Опасная зона».

Требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования. Кислотные емкости на базе должны быть снабжены уровнемерами и устройствами для слива излишков кислот. Емкости должны быть обеспечены люками с герметично закрывающимися крышками. Все кислотные емкости на базе или при их транспортировке должны быть закрыты герметичными пробками, которые должны быть устойчивы к воздействию кислот. Резиновые шланги и другие гибкие трубопроводы должны быть соединены герметичными переходниками.

Организационно-технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности. [20]

Вывод

Минимизация риска несчастных случаев возможна. Это требует строгости правил, рабочих процессов, а также соблюдения условий труда участников.

Для обеспечения безопасности труда соблюдение правил особенно важно. Особенно надзор с руководителем для обеспечения безопасности в процессе работы. Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно-гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе были описаны общие сведения о месторождениях и состояниях их разработки. Проанализирована эффективность проведения кислотных обработок скважин с технической и с экономической сторон, также была рассмотрены уровень безопасности проведения мероприятия на данных месторождениях.

Выбор метода воздействия на ПЗП определяется характеристиками строения продуктивных пластов, свойством пластовых флюидов, составом пород и другими пластовыми условиями. При проведении кислотных обработок скважин необходимо рассматривать совместимость композиции кислотных растворов с породой и чувствительность породы к раствору.

Для повышения эффективности воздействия кислотных составов, включающих гидролизную кислоту и поверхностно-активное вещество, на нефтенасыщенную породу предлагается вводить в кислотные составы специальные добавки, улучшающие совместимость в системе состав–нефть и способствующие более глубокому проникновению состава в нефтенасыщенные поры пласта. В качестве таких добавок предлагается использовать взаимный растворитель – монобутиловый эфир этиленгликоля (бутилцеллозольв) в количестве 5... 10 %. Добавка бутилцеллозольва в композиционный кислотный состав, включающий также добавку ПАВ, улучшает нефтевытесняющие свойства.

Полученные результаты анализа проведения мероприятий показывают, что применения кислотных обработок скважин на месторождениях позволили увеличить добычу нефти и приемистость нагнетательных скважин и снизить себестоимость добычи нефти.

Проведение данного комплекса мероприятий на Самотлорском месторождении позволило дополнительно добыть 100 тыс. тонн нефти.

На Повховском и Тевлинско–Русскинском месторождении в результате обработки призабойной зоны пласта получена средняя эффективность 86,3%,

средний прирост дебита составляет более 6т/сут. В ТПП «Когалымнефтегаз» дополнительно добыто 73508 т. нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Acidizing – Schlumberger Oilfield Glossary [Electronic resource]. URL: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/acidizing.aspx> (accessed: 17.05.2018).
2. McLeod H.O. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing // SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech. Society of Petroleum Engineers, 1989p.
3. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. Москва: Недра, 1966. 219 p.
4. Силин М.А. et al. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учебное пособие для студентов вузов / ed. Голубев В.С. Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. 120 p.
5. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2000. 856 p.
6. Shafiq M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // J. Pet. Explor. Prod. Technol. Springer Berlin Heidelberg, 2017. Vol. 7, № 4. P. 1205–1216.
7. Motta E.P. da, Plavnik B., Schechter R.S. Optimizing Sandstone Acidization // SPE Reserv. Eng. 1992. Vol. 7, № 01. P. 149–153.
8. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении (ХМАО). НИ ТПУ, 2016.
9. Дык В.К. Анализ применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на Y нефтяном месторождении (Томская область). НИ ТПУ, 2015.
10. Карпович Д.К. Анализ эффективности мероприятий по очистке призабойной зоны пласта на Самотлорском месторождении. Красноярск, 2017.
11. Пазин А.Н., Ткачев А.Е., Биккулов Р.Б. Возможности расширения потенциала методов интенсификации добычи нефти // Известия вузов. Нефть и газ. 2003. №4.С 46-51.

12. Телков А.П., Ланчаков Г.А., Кучеров Г.Г., Ткачев А.Е., Пазин А.Н., Гаврилов Е.И. Интенсификация нефтегазодобычи и повышение компонентоотдачи пласта. Тюмень. 00 НИПИКБС - Т, 2003. - 320 с.
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – 89 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
14. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
15. ГОСТ 24346-80. Вибрация. Термины и определения.
16. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
17. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ – 2006 Пожарная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
19. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. – Л.: Химия, 1985г. – 98с.
20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
21. СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.