

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ГЛИНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.245.544((571.1)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Савенков Никита Вячеславович		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.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 ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
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), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
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)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
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)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
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 и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b> <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Савенкову Никите Вячеславовичу

Тема работы:

<b>Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, публикации отечественных и зарубежных авторов, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1.1 История внедрения глинокислотной обработки 1.2 Определение и характеристика терригенных коллекторов 1.3 Основные виды загрязнений призабойной зоны терригенного пласта и их причины возникновения 1.4 Общие представления о глинокислотной обработке терригенных коллекторов 1.5 Основы выбора кислотного состава для обработки терригенного коллектора 1.6 Техника и технология проведения глинокислотной обработки 1.7 Меры по повышению эффективности обработки терригенного коллектора глинокислотой

	2.1 Расчет необходимого объема и концентрации раствора глиноукислоты 2.2 Методика расчета параметров обработки забоя скважины на месторождении 3.1 Потенциальные потребители технологий глиноукислотной обработки призабойной зоны пласта 3.2 SWOT-анализ 3.3 Анализ конкурентных решений 3.4 Планирование выпускной квалификационной работы 3.5 Бюджет исследования в рамках ВКР 3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.2 Производственная безопасность 4.3 Экологическая безопасность 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Глиноукислотная обработка как метод воздействия на призабойную зону пласта	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Методика расчета параметров глиноукислотной обработки	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском:**

**Только главы**

1. Глиноукислотная обработка как метод воздействия на призабойную зону пласта
2. Методика расчета параметров глиноукислотной обработки
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
4. Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Савенков Никита Вячеславович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 20.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Введение	10
01.04.2020	Основные виды загрязнений призабойной зоны терригенного пласта. Общие представления о ГКО и основы выбора кислотного состава	10
15.04.2020	Техника и технология проведения ГКО. Меры по повышению эффективности обработки терригенного коллектора глинокислотой	20
09.04.2020	Методика расчета параметров глинокислотной обработки	20
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
21.05.2020	Социальная ответственность	15
27.05.2020	Оформление работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**Консультант (при наличии)**

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 97 страниц, в том числе 7 рисунков, 29 таблиц. Список литературы включает 43 источника.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, порода, терригенный коллектор, кислотная обработка, глинокислотная обработка, глинокислота, загрязнение, проницаемость, эффективность, осадкообразование.

Объектом исследования является призабойная зона месторождений Западной Сибири, на которых применялась глинокислотная обработка.

Цель работы – изучение и анализ технологии и эффективности проведения глинокислотной обработки призабойной зоны пластов в условиях месторождений Западной Сибири.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word 2010, расчеты в Microsoft Excel 2010, презентация создана в Microsoft Power Point.

В процессе исследования были рассмотрены основные виды загрязнений призабойной зоны терригенных пластов и причины их возникновения, проанализированы технология проведения глинокислотной обработки и меры по повышению эффективности обработки пластов глинокислотой. Также, рассмотрена методика расчета параметров глинокислотной обработки

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: работы по глинокислотной обработке терригенных коллекторов проводят при использовании глинокислоты, а также других реагентов, стабилизаторов, интенсификаторов и поверхностно-активных веществ, которые закачиваются в призабойную зону пласта совместно с кислотой.

Область применения: данная технология эффективно применяется на любых стадиях разработки месторождения, при различных загрязнениях призабойных зон терригенных пластов.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

**ГКО** – глинокислотная обработка

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**РФ** – Российская Федерация

**ЖГС** – жидкость глушения скважин

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**КО** – кислотная обработка

**ГКР** – глинокислотный раствор

**ГКС** – глинокислотный состав

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**КГС** – кислотогенерирующий состав

**ПВЛГ** – перевод на вышележащий горизонт

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ОК** – обсадная колонна

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ФСС** – фонд социального страхования

**ПФ** – пенсионный фонд

**ФФОМС** – федеральный фонд обязательного медицинского страхования

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны

**ПДК** – предельно допустимая концентрация

**КИП и А** – контрольно измерительные приборы и автоматика

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты

**ПДВ** – предельно допустимый выброс

**ПДС** – предельно допустимый сброс

**ПЛВА** – план ликвидации возможных аварий

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Глинокислотная обработка как метод воздействия на призабойную зону пласта	12
1.1 История внедрения глинокислотной обработки	12
1.2 Определение и характеристика терригенных коллекторов	13
1.3 Основные виды загрязнений призабойной зоны терригенного пласта и их причины возникновения	16
1.3.1 Влияние процесса бурения	17
1.3.2 Влияние процесса цементирования обсадных колонн	19
1.3.3 Влияние ремонта скважин	19
1.3.4 Миграция зерен минералов терригенного коллектора	20
1.3.5 Солеотложения в пласте	20
1.3.6 Набухание глин и образование водной блокады	22
1.3.7 Асфальтосмолопарафиновые отложения	24
1.4 Общие представления о глинокислотной обработке терригенных коллекторов	25
1.5 Основы выбора кислотного состава для обработки терригенного коллектора	30
1.6 Техника и технология проведения глинокислотной обработки	34
1.7 Меры по повышению эффективности обработки терригенного коллектора глинокислотой	42
1.7.1 Замена плавиковой кислоты в глинокислотных композициях	43
1.7.2 Замена соляной кислоты в глинокислотных композициях	45
1.7.3 Применение фторсодержащих кислотогенерирующих составов	47
1.7.4 Применение поверхностно-активных веществ	48
1.7.5 Введение химических реагентов, стабилизирующих катионы трехвалентного железа	49
1.7.6 Применение кислородсодержащих органических растворителей	49
2 Методика расчета параметров глинокислотной обработки	52
2.1 Расчет необходимого объема и концентрации раствора глинокислоты	52
2.2 Методика расчета параметров обработки забоя скважины на месторождении	55
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
3.1 Потенциальные потребители технологий глинокислотной обработки призабойной зоны пласта	63
3.2 SWOT-анализ	63
3.3 Анализ конкурентных решений	66

3.4	Планирование выпускной квалификационной работы .....	67
3.4.1	Структура работ в рамках в выпускной квалификационной работы.....	67
3.4.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	68
3.5	Бюджет исследования в рамках ВКР .....	70
3.5.1	Расчет материальных затрат .....	70
3.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование .....	71
3.5.3	Расчет затрат на оплату труда .....	72
3.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	73
3.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды .....	74
3.5.6	Накладные расходы.....	74
3.5.7	Формирование бюджета затрат ВКР .....	75
3.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования .....	75
	Вывод по разделу .....	76
4	Социальная ответственность .....	79
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
4.2	Производственная безопасность при проведении глинокислотной обработки .....	81
	Продолжение таблицы 4.1 .....	82
4.2.1	Анализ вредных производственных факторов .....	82
4.2.2	Анализ опасных производственных факторов .....	83
4.2.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	86
4.3	Экологическая безопасность.....	87
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
	Вывод к разделу.....	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	93

## **ВВЕДЕНИЕ**

На сегодняшний день самой распространенной проблемой при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири является проблема снижения добычи. Причиной снижения добычи может служить уменьшение проницаемости и коэффициента продуктивности из-за ряда осложнений, которые возникают в призабойной зоне пласта (ПЗП). В качестве таких осложнений, влияющих на снижение продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, можно выделить следующее: влияние процесса бурения, ремонта скважин, суффозия минералов, набухание глин и отложения солей, асфальтенов, смол и парафинов. В результате этого, темпы отборов нефти с каждым годом падают и возникает необходимость проведения работ, направленных на увеличение или восстановление фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта.

Существуют различные методы воздействия на призабойную зону скважин: химические, механические и тепловые. Основа данных методов заключается в искусственном увеличении проводимости пород.

Одним из наиболее эффективных и широко используемых методов интенсификации нефтедобычи является химический метод, т.е. кислотная обработка скважин. Основным преимуществом данного метода является то, что кислотная обработка эффективна на любой стадии разработки залежи. Но стоит учитывать, что проведение операций кислотного воздействия может быть осложнено различными проблемами, снижающими эффективность разработки. Так, месторождения Западной Сибири представляют собой терригенные коллекторы, а для терригенных коллекторов характерна проблема осадкообразования при взаимодействии кислотного состава с минералами породы. Поэтому очень важным и ответственным этапом проектирования технологии обработки пласта кислотой является выбор технологической жидкости. Чтобы обработка продуктивного пласта была успешной, необходимо учитывать сочетаемость выбранной кислоты и минералогического состава обрабатываемого интервала. Для обработки

терригенных коллекторов широкое применение получили глинокислотные составы.

Цель работы заключается в изучении и анализе технологии и эффективности проведения глинокислотной обработки призабойной зоны пластов в условиях месторождений Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели в работе были решены следующие задачи:

- Рассмотрены общие сведения о терригенных коллекторах;
- Проведен анализ причин снижения продуктивности скважин;
- Рассмотрены общие представления о глинокислотной обработке, кислотные составы на основе глинокислоты и основные технологические требования к кислотным составам, применяемых при обработке терригенных коллекторов;
- Проанализированы основные проблемы, возникающие в процессе взаимодействия глинокислоты с породами пласта;
- Проведен расчет необходимого объема раствора глинокислоты для обработки призабойной зоны для скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub> X месторождения.

# **1 Глинокислотная обработка как метод воздействия на призабойную зону пласта**

## **1.1 История внедрения глинокислотной обработки**

Глинокислотная обработка (ГКО) представляет собой обработку ПЗП смесью плавиковой (фтористоводородной) кислоты с соляной кислотой. В мировой истории разработки нефтяных месторождений первое упоминание о кислотной обработке песчаников плавиковой кислотой приходится на 1933 год. Данный метод обработки был запатентован американской компанией «Standart Oil Company». Однако, эксперименты, проведенные в том же году в штате Техас основателем этой методики, привели к закупорке проницаемого пласта [1]. Причиной закупорки пласта послужило образование геля кремниевой кислоты в результате взаимодействия каолина и плавиковой кислоты.

Пришлось ждать 7 лет промышленного использования плавиковой кислоты. В 1940 году у американской компании «Dowell» возникла идея совмещения плавиковой кислоты с соляной, чтобы уменьшить возможности выпадения продуктов реакции из раствора и закупоривание пласта. Такая смесь получила название грязевая кислота или глинокислота. Впервые глинокислота была применена на побережье Мексиканского залива для устранения загрязнения пласта глинистой коркой, образованной буровым раствором. С каждым годом применение глинокислотной обработки в песчаных коллекторах стремительно росло.

В отечественной промысловой практике метод ГКО терригенных коллекторов был предложен специалистами ВНИИнефть в период с 1949 по 1956 г. Первые опытно-промышленные испытания технологии были проведены на месторождении Мирзаами (Грузия) в низкодебитных скважинах, и в единичных случаях было получено увеличение дебита нефти в 10 раз [2].

На территории Западной Сибири глинокислотная обработка ПЗП впервые была проведена на разведочных скважинах в 50-х – 60-х годах XX века.

В 70-х годах XX века возникла необходимость более глубокого продвижения глинокислоты в пласт, и это привело к созданию различных систем, включающих чередование соляной кислоты и глинокислоты [1]. Такая комплексная обработка предполагает одновременное воздействие на различные типы веществ, загрязняющих ПЗП.

В настоящее время изобретаются новые кислотные составы, но из-за их большой стоимости, до сих пор широкое применение находят совместное проведение глинокислотной и солянокислотной обработки с добавлениями поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Несмотря на многолетнюю практику проведения ГКО, процент обработок с положительным результатом все еще довольно низкий (менее 50%). И причинами такой низкой эффективности воздействия на ПЗП глинокислотой часто служит недостаточный учет геолого-промысловых характеристик данного месторождения и химических превращений, происходящих в поровом пространстве продуктивного пласта.

## **1.2 Определение и характеристика терригенных коллекторов**

В соответствии с литологическим составом выделяют 2 главных типа коллекторов: карбонатные и терригенные. В большинстве случаев под терригенными принято понимать коллекторы, сложенные песчаниками, цементированными глинами, однако, не исключается возможность присутствия карбонатного цемента. Терригенный коллектор считается основным, потому что именно с ним связано 78% газа и 58% всех разведанных мировых запасов нефти. Так, например, все выявленные запасы газа и нефти месторождений Западной-Сибири сосредоточены в обломочных терригенных коллекторах [3].

Коллекторские свойства терригенных пород во многом определяются структурой их порового пространства, которое может быть поровым, трещинным или сложным. Большая часть коллекторов терригенной природы – порового типа, который характеризуется межзерновыми пустотами. Размер пор является одним из основных факторов, определяющих фильтрационную способность обломочной породы и продуктивность нефтегазоносных пластов в целом. Поры соединяются между собой и в результате поровое пространство представляет собой системы извилистых каналов.

Пористость и проницаемость терригенных коллекторов зависит, но по-разному, от ряда параметров. К таким параметрам относятся: размер и форма обломочных частиц, цементирующая часть, механическое уплотнение, растворение неустойчивых минералов [4].

Фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород изменяются в широких пределах как по латерали, так и с глубиной: величина пористости составляет 5-35%; проницаемость – 0,1-3000 мД.

Так как, в основном в качестве цемента в терригенном коллекторе выступает глина, следовательно, необходимо учитывать влияние минерального состава глинистой примеси, характер распределения и ее количество на фильтрационную способность пород. Стоит отметить, что увеличение глинистости сопровождается снижением проницаемости.

Глинистый цемент в песчано-алевролитовых породах распределяется на контактах между зернами в виде пленок, в поровом пространстве – между обломками минералов и в связующей массе, когда обломки разобщены между собой. Состав глинистого цемента существенно меняется по разрезу и площади. Среди глинистых минералов, судя по данным растровой микроскопии и других методов точной диагностики, преобладают каолинит (20-60%), гидрослюды (6-45%), хлориты (4-40%). Каолинит в цементе песчаников является самым распространенным минералом. Максимальное его количество наблюдается в зонах водонефтяного контакта и во внутренних частях пластов [5]. В случае удаления от этих зон содержание каолинита в

песчаниках снижается. В глинах и аргиллитах данный минерал в основном является примесью.

Помимо глин, терригенные породы вмещают в себя следующие минералы: кварц (20-70%), полевые шпаты (25–60 %). Также, могут встречаться карбонаты (0–30 %), представленные кальцитом и доломитом, и слюды (1-10 %), представленные биотитом и мусковитом [6]. Химический состав наиболее часто встречающихся минералов в терригенном коллекторе представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Химический состав минералов терригенного коллектора

Минералы		Химический состав
Кварц		$\text{SiO}_2$
Полевые шпаты	Ортоклаз	$\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$
	Микроклин	$\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$
	Альбит	$\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$
	Плагиоклазы	ряд минералов с крайними членами $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ и $\text{Ca}[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8]$
Слюды	Биотит	$\text{K}(\text{Mg},\text{Fe})_3[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{OH})_2$
	Мусковит	$\text{KAl}_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{OH})_2$
Глины	Каолинит	$\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$
	Иллит	$\text{Si}_{4-x}\text{Al}_x\text{O}_{10}(\text{OH})_2\text{K}_x\text{Al}_2$
	Монмориллонит	$(\text{Ca},\text{Mg},\dots)(\text{Al},\text{Fe}^{3+},\text{Mg})_2$ $[(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_{10}](\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$
	Хлорит	$(\text{Mg},\text{Fe}_{2+},\text{Fe}_{3+},\text{Al})_3 [(\text{Al},\text{Si})_4\text{O}_{10}] (\text{OH})_2$ $(\text{Mg},\text{Fe}_{2+},\text{Fe}_{3+},\text{Al})_3(\text{OH})_6$
Карбонаты	Кальцит	$\text{CaCO}_3$
	Доломит	$\text{Ca},\text{Mg}(\text{CO}_3)_2$
	Анкерит	$\text{Ca}(\text{Mg},\text{Fe})(\text{CO}_3)_2$
	Сидерит	$\text{FeCO}_3$

Продолжение таблицы 1.1

Сульфаты	Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Ангидрит	$\text{CaSO}_4$
Прочие минералы	Галит	$\text{NaCl}$
	Оксиды железа	$\text{FeO}$ , $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , $\text{Fe}_3\text{O}_4$

Каркас терригенной породы, в основном, состоит из песка, а отложения в поровом пространстве являются вторичными минералами, служащие цементом для зерен песка. Схема строения песчаников приведена на рисунке 1.1.

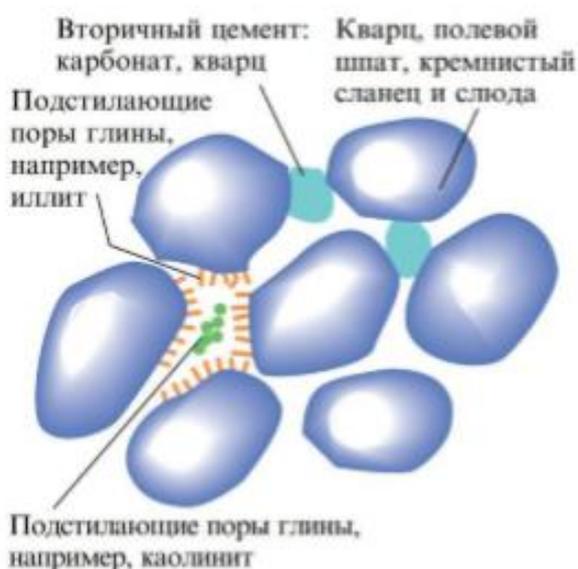


Рисунок 1.1 – Схема строения песчаника

### 1.3 Основные виды загрязнений призабойной зоны терригенного пласта и их причины возникновения

До вскрытия скважинами продуктивного горизонта нефтяного месторождения физические параметры пласта, такие как давление, температура, распределение флюидов в залежи, пребывают в установившемся состоянии, которое было достигнуто за долгое время с начала формирования залежи. Внешнее воздействие на пласт (первичное или вторичное вскрытие бурением) нарушает установившееся состояние в пласте. Зона продуктивного

пласта, которая расположена вблизи добывающей или нагнетательной скважины и наиболее подвержена отрицательному воздействию при различных технологических мероприятиях, называется призабойной зоной пласта [7].

В качестве факторов, влияющих на снижение продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, можно выделить следующее:

- влияние процесса бурения;
- влияние процесса цементирования обсадных колонн;
- влияние ремонта скважин;
- миграция зерен (суффозия) минералов терригенного коллектора;
- солеотложения в пласте;
- набухание глин и образование водной блокады;
- асфальтено-смоло-парафиновые отложения.

### **1.3.1 Влияние процесса бурения**

Существует две «полярные» технологии первичного вскрытия: бурение при репрессии на пласт и бурение на равновесии или на депрессии. Метод бурения на репрессии является наиболее распространенным, так как преимуществом данного метода вскрытия пластов является сравнительная простота его реализации, т.е. для вскрытия продуктивного горизонта не требуются специальные технологии и технические средства. Сущность данного метода заключается в закачивании промывочной жидкости в пласт под давлением выше пластового давления. Вследствие этого происходит проникновение промывочной жидкости глубоко в пласты и их кольматация.

В свою очередь, при использовании технологии бурения на депрессии, т.е. пластовое давление превышает давление промывочной жидкости в скважине, не происходит проникновение фильтрата бурового раствора в пласт и его кольматация, а, наоборот, наблюдается приток пластового флюида в скважину непосредственно в процессе бурения, что позволяет сохранить

естественные ФЕС пород-коллекторов [8]. На рисунке 1.2 представлена схема процессов, происходящих при бурении скважин на репрессии и депрессии.

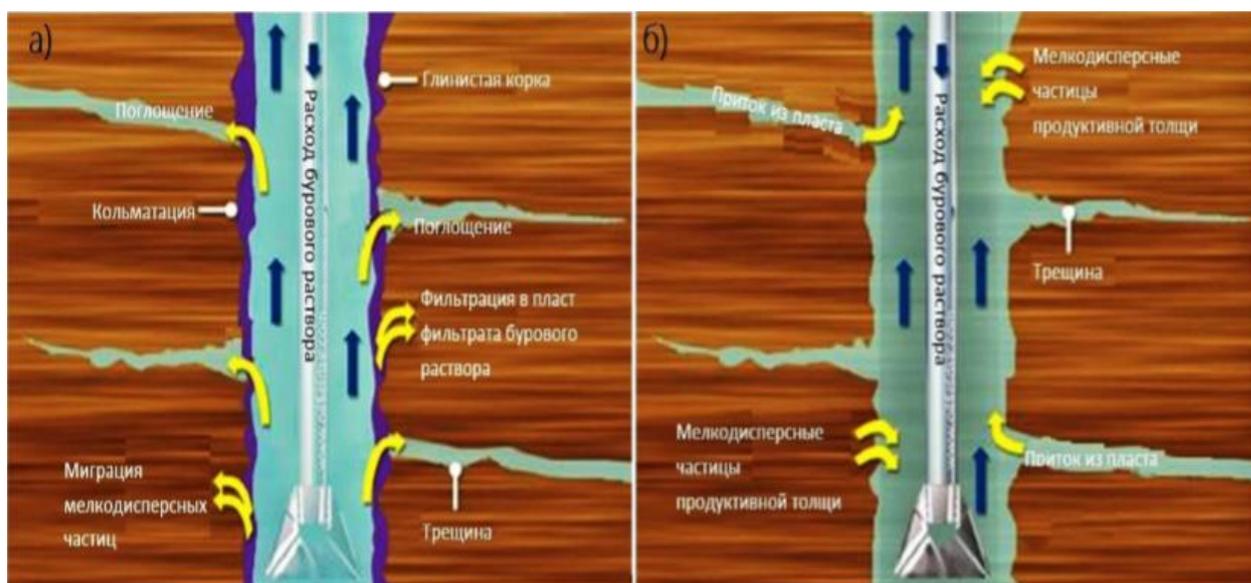


Рисунок 1.2 – Схема процессов, происходящих в системе «пласт – скважина» при бурении скважины: а) на репрессии; б) на депрессии

Для метода вскрытия пластов на депрессии характерны следующие преимущества: сохранение и улучшение ФЕС продуктивных пластов; исключение отрицательного воздействия на продуктивный горизонт бурового и цементного растворов, а также избыточных давлений при бурении; снижение отрицательного воздействия на окружающую среду по причине утилизации отработанного бурового раствора; увеличение степени извлечения нефти благодаря повышению проницаемости ПЗП; увеличение дебита скважин, результатом чего является сокращение сроков окупаемости их строительства [9].

Но, несмотря на перечисленные преимущества, технология бурения на депрессии на данный момент не нашла широкого применения в РФ, ввиду следующих недостатков: риск выброса углеводородов, а затем взрыва и пожара; высокая стоимость бурения, которая зависит от типа раствора; сложность моделирования и прогнозирования поведения сжимаемых (азрированных) буровых жидкостей [9].

В РФ широко используется бурение на репрессии с использованием глинистых и полимерных буровых растворов на водной основе, частности в

самом большом нефтегазодобывающем регионе страны – Западной Сибири [10]. При использовании данного метода бурения возникают проблемы, связанные со снижением проницаемости ПЗП пород-коллекторов, а именно проникновение в поровое пространство ПЗП твердых частиц бурового раствора и выбуренной породы и их коагуляция.

### **1.3.2 Влияние процесса цементирования обсадных колонн**

В результате цементирования обсадных колонн образуются цементированные загрязненные участки, которые имеют нулевую проницаемость. Так как местные гидравлические потери на границе раздела между забойной зоной и продуктивными пластами увеличивается, то происходит частичное устранение пластового давления и снижение коэффициента продуктивности. Следовательно, восстановление естественной проницаемости пласта затрудняется.

Также, стоит отметить, что продукты, образованные в ходе реакции между добавкой и буферным раствором, тоже загрязняют призабойную зону скважин.

### **1.3.3 Влияние ремонта скважин**

При ремонте скважин может происходить загрязнение призабойной зоны, т.е. снижение проницаемости, из-за воздействия на ПЗП жидкостями глушения. Применяемые в нефтегазовой промышленности жидкости глушения скважин (ЖГС) можно разделить на 2 класса [11]:

- ЖГС на водной основе;
- ЖГС на углеводородной основе.

В РФ в основном применяются жидкости глушения скважин на водной основе, потому что они обладают рядом преимуществ: наименьшая токсичность, экологичность, пожаробезопасность и легкодоступность. В качестве ЖГС на водной основе применяют пластовые воды различной

минерализации, а также водные растворы неорганических солей ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{CaBr}_2$ ,  $\text{KBr}$ ,  $\text{NaBr}$ ,  $\text{NaNO}_3$ ,  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ ,  $\text{K}_3\text{PO}_4$ ,  $\text{Na}_3\text{PO}$  и др.) [11].

В результате применения ЖГС на водной основе образуются осадки в виде солей, которые снижают проницаемость ПЗП. И, чтобы предотвратить солеобразование в процессе глушения, необходимо добавлять ингибиторы солеотложений в раствор глушения.

Помимо отложений солей при глушении скважин жидкостями на водной основе наблюдаются существенные снижения дебитов скважин, длительности процесса их освоения и вывода на режим, а также растет обводненность добываемой продукции [11].

#### **1.3.4 Миграция зерен минералов терригенного коллектора**

Миграция зерен или суффозия минералов терригенного коллектора представляет собой перемещение частиц породы под действием фильтрационного потока. При движении по проницаемым зонам, пластовая вода вымывает из пород составляющие их мелкие частицы, тем самым наносит огромный вред скелету породы. Процесс суффозии приводит к сужению просвета пор, следовательно, снижается проницаемость коллектора.

Суффозионные процессы зависят от следующих параметров: скорость движения пластовой воды и гидродинамическое давление. Чем значения данных параметров больше, тем активнее становятся суффозионные процессы.

Другой причиной суффозии может служить выделение газа из нефти при снижении давления в ПЗП. Высокие давления, которые образуются в местах схлопывания пузырьков газа, приводят к дезинтеграции породы, т.е. нарушению исходной структуры [12].

#### **1.3.5 Солеотложения в пласте**

Процесс солеотложения представляет собой образование солей в виде накипи как на обсадных трубах, так и в ПЗП. В результате этого процесса

происходит забивание перфорационных каналов и внутренней полости скважины, что значительно осложняет движение флюида. Причина отложения солей заключается в возникновении состояния пересыщения водной системы слаборастворимыми соединениями, которые в значительных количествах содержатся в пластовых и попутно-добываемых водах [13]. К факторам, способствующим образованию отложений солей, можно отнести изменение термобарических условий течения газонефтяного потока, растворение и выщелачивание отдельных минералов породы коллекторов, изменение рН и дегазация пластовых вод. А также, на процесс солеотложения может повлиять смешение несовместимых пластовых вод между собой и с филтратами технологических жидкостей [13, 14].

Что касается нефтяных месторождений Западной Сибири, то процесс отложения солей формируется двумя путями:

1. Прямое осаждение солей из вод, находящихся в пустотах и порах породы;
2. Отложения солей в результате перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами при контакте двух несовместимых вод на забое.

Для предотвращения отложения солей на обсадных трубах и в ПЗП на практике применяют безреагентные и химические методы [14]. К безреагентным методам относятся:

- применение защитных покрытий труб;
- своевременное проведение ремонтно-изоляционных работ;
- поддержание повышенного давления на забоях добывающих скважин;
- обоснованный выбор источников водоснабжения систем ППД.

Наиболее эффективными считаются химические методы, т.е. использование химических реагентов – ингибиторов солеотложений. Ингибиторами солеотложений являются моноамины, четвертичные аммонийные основания, полиалкиленамины, полиэтоксильированные амины, полимеры акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида,

производные соединения сульфокислот, неорганические полифосфаты, органические фосфаты, фосфонаты, аминокосфонаты [15].

Существуют два метода удаления уже образовавшихся отложений солей: механический и химический. Химические методы также получили наибольшую востребованность, потому что применение механических методов считается очень дорогостоящим способом очистки. Суть химических методов заключается в проведении обработок скважин реагентами, которые эффективно растворяют неорганические соли. Основными компонентами отложений неорганических солей являются  $\text{CaSO}_4$  (ангидрит),  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (гипс),  $\text{CaCO}_3$  (кальцит),  $\text{MgCO}_3$  (магнезит),  $\text{BaSO}_4$  (барит),  $\text{SrSO}_4$  (целестит),  $\text{NaCl}$  (галит) [14]. Для удаления хлоридов и карбонатов используют растворы соляной, уксусной и сульфаминовой кислот. А для удаления сульфатных отложений в основном применяют растворы соляной кислоты и комплексообразующих соединений (этилендиаминтетрауксусная кислота и ее соли).

Процесс солеотложения снижает проходимость фильтрационных каналов, при этом ухудшается проницаемость ПЗП.

### **1.3.6 Набухание глин и образование водной блокады**

При взаимодействии глинистых пород с водой происходит процесс набухания глин, который выражается в изменении объема, влажности и росте давления набухания. Процесс набухания глинистых пород принято разделять на две стадии: стадия адсорбционного набухания и стадия макроскопического набухания [16].

На первой стадии, под действием адсорбционных сил, происходит микронабухание глин, которое связано с поглощением влаги. На данной стадии не происходит существенного изменения объема, так как пористость глин мала. Данный процесс продолжается до достижения влажности, близкой к максимальной гигроскопической.

На второй стадии процесс набухания глинистых пород происходит под действием осмотических сил. Под осмосом понимается процесс перемещения молекул растворителя через полупроницаемую перегородку под влиянием разности концентраций растворенного вещества по обе стороны перегородки. Под действием давления, созданного активными ионами, сконцентрированными на поверхности частичек глины, происходят деформирование структуры глины и последующее диспергирование [17]. На данной стадии наблюдается существенное приращение объема, т.е. набухание глинистой породы.

Процесс набухания глинистой породы влияет на устойчивость стенок скважины, приводит к росту давления, которое развивается набухшим образцом, и к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств, т.е. пористость и проницаемость породы снижается во много раз.

Для предотвращения набухания глинистой породы используют следующие неорганические вещества: силикаты натрия и калия, хлориды натрия, калия и кальция, бишофит, алюминат натрия, гидроксиды натрия, калия, кальция [18]. Также широкое применение в качестве ингибирующих добавок получили кремнийорганические соединения и неионогенные ПАВ.

При воздействии водными растворами на ПЗП или при некачественном глушении скважины, помимо набухания глинистой породы, наблюдается формирование на поверхности породы водной блокады в виде пленки рыхлосвязанной воды. Как итог, происходит снижение объема порового пространства пласта.

Водная блокада образуется при насыщении водными растворами глушения пористой породы из-за капиллярной пропитки. Следовательно, происходит увеличение водонасыщенности пористой среды ПЗП, снижается фазовая проницаемость нефти и обводненность продукции после глушения растет. Явление образования водной блокады характерно для низкопроницаемых пластов, в которых влияние капиллярных сил велико.

Для удаления водных блокад используют спирты: пропанол-2 и метанол. А также, для предотвращения водных блокад, применяют целлозолы (простые моноалкиловые эфиры этиленгликоля), которые в научно-технической литературе зачастую называют взаимными растворителями в силу их высокой растворимости как в углеводородных, так и в водных средах [12].

### **1.3.7 Асфальтосмолопарафиновые отложения**

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), как видно из названия, состоят из асфальтенов, парафиновых углеводородов (от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ ), смолистых веществ, а также в их состав входят масла, механические примеси и вода.

Место выделения АСПО может находиться на разной глубине и зависит от режима работы скважины. К условиям, способствующим образованию отложения, можно отнести: изменение термодинамических параметров, а это падение температуры и давления, и разгазирование нефти. Растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти [19]. Так, например, выпадение АСПО в поровом пространстве возможно в случае охлаждения пласта при разбурировании. Образовавшиеся АСПО создают огромные сопротивления движению потока флюидов.

Образование и рост АСПО принято делить на две стадии. Первая стадия характеризуется зарождением центров кристаллизации и ростом кристаллов парафиновых углеводородов на поверхности, непосредственно контактирующей с нефтью. А на второй стадии образования АСПО происходит осаждение более крупных кристаллов углеводородов на поверхности, покрытой парафинами.

В промысловой практике методы борьбы с АСПО делятся на химические, тепловые, физические и механические. Наиболее эффективным методом принято считать использование химических реагентов, т.е.

ингибиторов АСПО. В качестве ингибиторов АСПО используют силикаты щелочных металлов, кислые органические фосфаты, полиакриламид, полимерные ПАВ, полиэтилен, атактический полипропилен, низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена с винилацетатом, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном, соли высших синтетических жирных кислот, сульфатированный щелочной лигнин [15]. А наиболее эффективными растворителями АСПО считаются композиции алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов в сочетании с полярными гетероатомными соединениями.

#### **1.4 Общие представления о глинокислотной обработке терригенных коллекторов**

Цель кислотной обработки (КО) в терригенных коллекторах заключается в увеличении продуктивности за счет уменьшения величины скин-фактора. Это происходит путем растворения загрязнений пласта, которые вызваны попаданием в пласт жидкостей и мелких частиц на всех этапах работы со скважиной. Благодаря воздействию на пласт кислотой может наблюдаться уменьшение немеханического скин-фактора практически до нулевых значений. Закачку кислоты в ПЗП проводят при относительно низких давлениях во избежание разрыва пласта.

Существует большое количество факторов, влияющих на ухудшение проницаемости пласта. Эти факторы требуют индивидуального подхода в выборе технологии и действующего агента для воздействия на ПЗП. Для корректного планирования воздействия на продуктивные пласты и прогнозирования эффективности этого воздействия необходимо понимание процессов, происходящих в ПЗП [20].

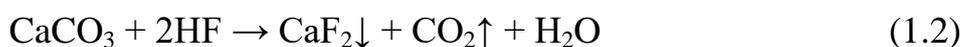
Одной из главных проблем обработок терригенных коллекторов кислотными композициями является проблема совместимости минералов пласта с различными жидкостями КО и добавками, которые содержатся в этих жидкостях. Под совместимостью понимается то, что при взаимодействии

основной технологической жидкости КО с породой не будет наблюдаться уменьшение проницаемости ПЗП. Главным образом, понятие совместимости применимо к терригенным коллекторам, потому что эти коллекторы считаются потенциальными объектами для образования загрязнений в них [1]. Следовательно, основное требование к кислотному составу заключается в удалении существующих загрязнений в ПЗП без возникновения дополнительных загрязнений при взаимодействии с породой или пластовыми флюидами.

В зависимости от температуры и минералогии песчаники могут быть чувствительны к кислотам. Ионы кремния, алюминия, натрия, калия, магния и кальция при взаимодействии с кислотой могут образовывать осадки при пластовой температуре [21]. При выпадении этих осадков вблизи скважины происходит кольматация пор. Также, на чувствительность песчаника влияет проницаемость пласта: низкопроницаемые песчаники более чувствительны, чем высокопроницаемые с одинаковой минералогией. Необходимо проводить оптимизацию кислотного состава на основании детальной оценки пласта.

При обработке терригенных коллекторов используются растворы глиноукислоты. Как упоминалось ранее, глиноукислотный раствор (ГКР) представляет собой смесь соляной и плавиковой кислот в различных концентрациях. Необходимость использования смеси кислот заключается в предназначении каждой кислоты. Так, плавиковая кислота в растворе направлена на разрушение силикатных породообразующих минералов, в том числе полевых шпатов и глин. Однако, по мере расходования кислоты повышается рН и в результате могут образовываться продукты реакции в виде малорастворимых осадков. В свою очередь, применение соляной кислоты в ГКР помогает поддерживать значение рН в нужном диапазоне (не выше 2). ГКР должен соответствовать литолого-физической характеристике породы-коллектора, его минералогическому составу глинистой фазы и термобарическим условиям, обеспечивая максимальное увеличение фильтрационных свойств коллектора [22].

Эффективность проведения обработки ПЗП глинокислотой зависит от наличия минералов в цементе породы, которые могут вступать в реакцию растворения. Химические реакции взаимодействия кислот с минералами породы записываются в следующем виде:



Глины и минералы, содержащие кальций, реагируют с соляной и плавиковой кислотами быстрее (реакции 1.1-1.3), чем полевые шпаты (реакция 1.4). Это связано с тем, что глины и кальцийсодержащие минералы имеют большую площадь удельной поверхности и реакционную способность. В свою очередь, полевые шпаты реагируют с кислотами быстрее, чем кварц (реакция 1.5). Фтористый кремний  $\text{SiF}_4$ , образованный в результате реакции плавиковой кислоты и кварца, может также реагировать  $\text{HF}$ , и в результате образуется гексафторкремниевая кислота (реакция 1.6).

Выделяют 3 класса реакций взаимодействия плавиковой кислоты с минералами песчаников: первичные, вторичные и третичные (рис. 1.3). Первичные реакции взаимодействия породообразующих минералов с закачиваемыми кислотами происходят вблизи ствола скважины (реакция 1.7). В результате этих реакций образуется осадок фторид алюминия ( $\text{AlF}_3$ ) и гексафторкремниевая кислота ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ).



Ионы  $\text{Na}$  и  $\text{K}$  могут приводить к образованию щелочных фторосиликатов и фтороалюминатов (реакции 1.8-1.11). Это происходит, когда натрий и калийсодержащие минералы пласта или солевые растворы данных металлов вступают во взаимодействие с кислотами  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  или  $\text{H}_3\text{AlF}_6$ , которая образуется при реакции  $\text{HF}$  с полевым шпатом или глинами. Осадки

фторосиликатов и фтороалюминатов достаточно объемные, поэтому они приводят к значительному снижению проницаемости.

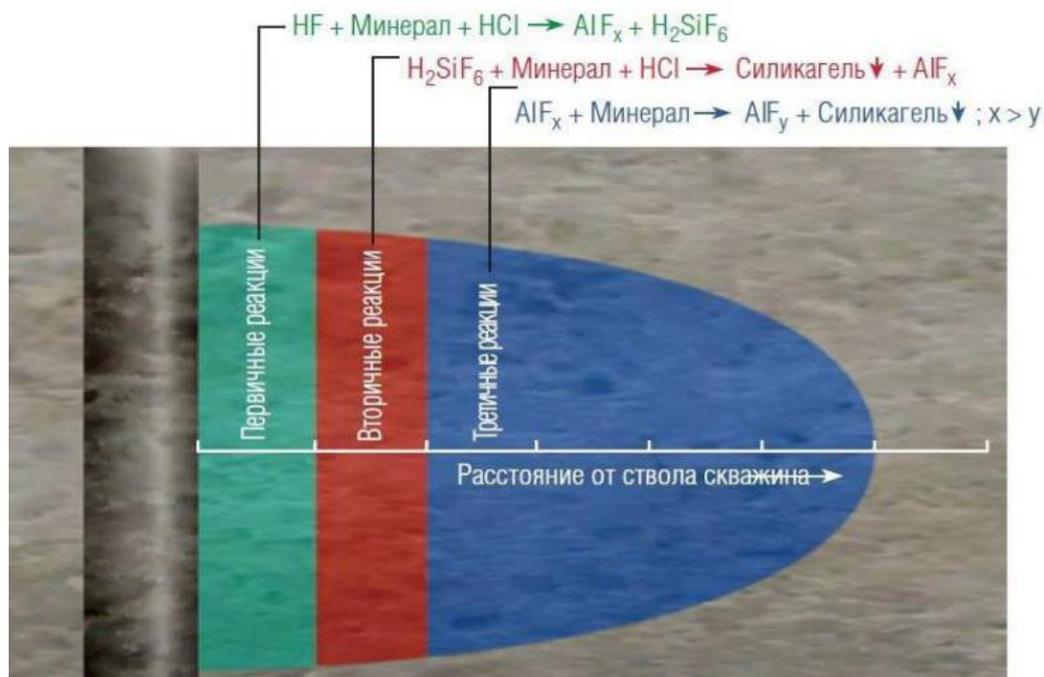
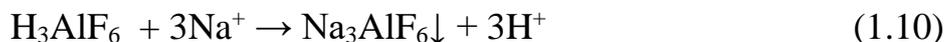
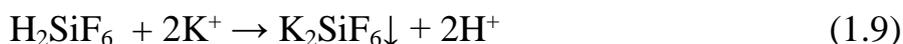
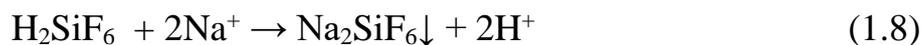


Рисунок 1.3 – Химические реакции, протекающие в ПЗП, при глиноукислотной обработке терригенного коллектора

Если в терригенном коллекторе содержатся в значительном количестве минералы на основе кальция, то, для их растворения и удаления, следует проводить предварительную обработку ПЗП соляной кислотой, так как при взаимодействии карбонатной составляющей коллектора с HF выпадает осадок фторида кальция (реакция 1.2). Этот плохо растворимый осадок может кольматацией каналов фильтрации привести к снижению проницаемости.

Вторичные реакции являются более медленными, чем первичные, и происходят на большем расстоянии от ствола скважины. Продукты первичных реакций вступают во взаимодействие с породой, и в результате выпадает в качестве осадка студинистый гель кремниевой кислоты, который может привести к кольматации пласта (реакция 1.12). Движущей силой протекания

вторичных реакций является большее сродство фтора к алюминию. Осадок, образующийся в результате этих реакций, получил название силикагель. Силикагель образуется, когда плавиковая кислота почти полностью израсходована.



Третичные реакции протекают еще дальше от ствола скважины и являются более медленными, чем вторичные реакции. В ходе этих реакций происходит взаимодействие  $\text{AlF}_3$  с минералами и дополнительное осаждение силикагеля (реакция 1.13).



Третичные реакции протекают в случае полной нейтрализации соляной кислоты. Движущей силой этого процесса является большая стабильность  $\text{AlF}_n(\text{OH})_{3-n}$  по сравнению с  $\text{AlF}_3$  [1].

Стоит отметить, что железо (результат коррозии, окалина и осадок железосодержащих минералов), растворенное в кислотном составе, может служить причиной выпадения осадков при проведении обработки ПЗП кислотой. Значение рН глинокислотного раствора повышается по мере расходования кислоты и в результате выпадает гелеобразный осадок гидроксида железа ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ) [23].

Основные причины осадкообразования в терригенных коллекторах при глинокислотной обработке обобщены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Причины осадкообразования при глинокислотной обработке терригенных коллекторов

Осадок	Причина осадкообразования
Фторид кальция ( $\text{CaF}_2$ )	Образуется в результате взаимодействия плавиковой кислоты с карбонатом кальция и обусловлен недостаточной предварительной промывкой пласта соляной кислотой.
Фторсиликаты натрия и калия ( $\text{Na}_2\text{SiF}_6$ , $\text{K}_2\text{SiF}_6$ )	Данные продукты первичных реакций образуются в результате растворения полевого шпата и глины в плавиковой кислоте, а также при смешении солевого раствора, содержащего ионы натрия и калия, с прореагировавшей кислотой.

## Продолжение таблицы 1.2

Фторалюминаты натрия и калия ( $\text{Na}_3\text{AlF}_6$ , $\text{K}_2\text{SiF}_6$ )	Образуются в результате взаимодействия прореагировавшей глиноукислоты с минералами пласта и при смешении нейтрализованной кислоты с соевым раствором, содержащим ионы натрия и калия.
Силикагель ( $\text{Si}(\text{OH})_4$ )	Получается в результате взаимодействия продуктов первичных реакций с породой ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ + минерал). Силикагель образуется в результате вторичных и третичных реакций.
Фторид и гидроксид алюминия ( $\text{AlF}_3$ , $\text{AlF}_n(\text{OH})_{3-n}$ )	Образуются в результате вторичных и третичных реакций при взаимодействии минералов пласта с фтористоводородной кислотой.
Гидроксид железа ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ )	Выпадает при повышении pH глиноукислотного раствора по мере расходования кислоты

Таким образом, обработка ПЗП терригенного коллектора глиноукислотными композициями является сложным технологическим процессом, сопряженным с различными трудностями, которые связаны с повышенной токсичностью фтористоводородной кислоты и ее высокой коррозионной активностью.

### 1.5 Основы выбора кислотного состава для обработки терригенного коллектора

Подбор глиноукислотного состава для обработки ПЗП терригенного коллектора является очень сложным и ответственным процессом, который требует повышенного внимания, потому что от этого во многом зависит успешность операций по обработке. Рецепт ГРП должна в оптимальной мере соответствовать литолого-физической характеристике пласта.

При выборе рецептуры кислотного раствора нужно учитывать особенности реагирования ГРП с терригенными заглинизированными коллекторами и влияние термобарических условий на протекание реакций между породой и кислотной композицией. Так, например, по мере увеличения температуры от 25 до 50 °C скорость реакции фтороводородной кислоты с кварцем возрастает приблизительно в 2 раза. Пластовое давление также способствует росту скорости реакции фтороводородной кислоты с кварцем

приблизительно на 20% за счет сохранения в растворе газообразного четырехфтористого кремния [22].

Успешность обработки ПЗП кислотными композициями также зависит от совместимости компонентов кислотных растворов между собой и с пластовыми флюидами данного месторождения. В то же время необходимо учитывать количество растворимых в кислоте минералов, которые входят в состав терригенного коллектора.

Кроме того, при выборе рецептуры глинокислотного состава и технологий по его закачке в ПЗП стоит ознакомиться с предысторией применения химических методов на данном месторождении, потому что отложения, образовавшиеся в результате прошлых КО, могут быть причиной низкой растворимости цемента и минерального скелета пород.

Нарушения гидродинамической связи между отдельными интервалами пласта тоже могут вызвать осложнения при закачке глинокислоты в ПЗП. Такие нарушения связаны со снижением эффективной толщины пласта и с замещением проницаемых слоев низкопроницаемыми.

Также, выбор технологий по закачке глинокислоты в ПЗП должен учитывать тип коллектора и строение порового пространства [24]. Так, в основном коллектора месторождений Западной Сибири имеют поровое строение, поэтому для обработки пластов возможно применение традиционных технологий и стандартных кислотных составов. В стандартных глинокислотных составах содержание соляной кислоты составляет 12-24% мас., а содержание плавиковой кислоты не должно превышать 4% мас., потому что более высокая концентрация фтористоводородной кислоты может привести к резкому увеличению процесса осадкообразования.

К.В. Киселев в своей работе [25] для песчаников высокой проницаемости ( $K_{пр} > 0,11$  мкм<sup>2</sup>) и низким содержанием глинистых минералов (до 5% мас.) предлагает использовать следующий ГКР: 12% HCl + 3% HF с предварительной промывкой соляной кислотой. Если же породы такой же проницаемости содержат шпат в большом количестве (20% мас.), автор

рекомендует снижать концентрацию плавиковой кислоты до 1% мас., а в случае высокого содержания глин в породе пласта (>10% мас.) – уменьшать концентрацию обоих компонентов глинокислотного раствора и применять следующий состав 6,5% HCl + 1% HF. Слабопроницаемые песчаники ( $K_{пр} < 0,01$  мкм<sup>2</sup> и менее) рекомендуется обрабатывать глинокислотным составом с пониженной концентрацией компонентов: 6 % HCl + 1,5% HF с предварительной промывкой соляной кислотой.

Для выбора концентраций компонентов ГКР необходимо проводить лабораторные испытания по определению растворимости образца горной породы (керн) при температуре, которая соответствует температуре пласта [5].

Согласно исследованиям растворяющей способности песка и глины в растворе глинокислоты, приведенным в статье [22], наблюдается следующая закономерность: по мере увеличения содержания плавиковой кислоты в ГКР возрастает растворимость песка и глины. Результаты исследований приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Растворимость песка и глины в ГКР [22]

Содержание кислоты в смеси, %		Растворимость, %	
Соляная	Плавиковая	Песок	Глина
15	-	18,28	11,2
14,7	0,8	21,83	22,83
13,2	4,8	23,56	52,07
11,25	10,0	26,26	70,10

Под растворяющей способностью понимается количество минерала, которое может быть растворено в данном количестве кислоты. Чтобы определить объемную растворяющую способность, сначала необходимо определить гравиметрическую растворяющую способность, которая представляет собой массу минерала, которая растворяется определенной массой кислоты (уравнение 1.14):

$$\beta = \frac{\nu_{\text{минерал}} MW_{\text{минерал}}}{\nu_{\text{кисл}} MW_{\text{кисл}}} \quad (1.14)$$

где  $\beta$  – гравиметрическая растворяющая способность кислоты;

$\nu$  – стехиометрические коэффициенты реакции взаимодействия минерала и кислоты;

$MW$  – молекулярные массы минерала и кислоты.

Объемная растворяющая способность связана с гравиметрической следующим образом (уравнение 1.15):

$$X = \beta \frac{\rho_{\text{раствора кислоты}}}{\rho_{\text{минерала}}} \quad (1.15)$$

где  $X$  – объемная растворяющая способность;

$\rho$  – плотности минерала и кислоты.

В таблице 1.3 представлены данные по растворяющей способности плавиковой кислоты различной концентрации для кварца и альбита.

Таблица 1.4 – Растворяющая способность для плавиковой кислоты [1]

Концентрация кислоты, % масс.	Кварц (SiO <sub>2</sub> )		Альбит (NaAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	
	$\beta$	$X$	$\beta$	$X$
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

Но, стоит отметить, несмотря на тенденцию, что с ростом концентрации плавиковой кислоты в ГКР растет растворяющая способность, содержание HF должно быть приемлемым (не выше 4% мас.) во избежание увеличения процесса осадкообразования.

В статье [22] рекомендуется в качестве раствора глинокислоты для восстановления фильтрационных свойств ПЗП применять следующий состав: 4%HF+14%HC1+4%CH<sub>3</sub>COOH+1% сульфанола. Данный глинокислотный состав имеет высокую скорость реагирования с загрязнениями пласта, предотвращает выпадение нерастворимых осадков благодаря наличию уксусной кислоты и снижает гидрофилизацию и гидратацию коллекторов за

счет наличия ПАВ. В связи этим, рекомендуемый состав глиноокислоты обеспечивает достаточно высокую степень восстановления проницаемости коллектора.

Для эффективного проведения обработки ПЗП и нормального функционирования скважин после обработки к глиноокислотным составам (ГКС) предъявляется ряд технологических требований:

1. ГКС должен сохранять матрицы породы;
2. ГКС должен предотвращать выпадение нерастворимых осадков в результате реакций в поровом пространстве породы, то есть при реакции с загрязнениями пласта и минералами давать растворимые продукты;
3. Малая коррозионная активность;
4. Совместимость с пластовым флюидом и породой, то есть при реакции с пластовым флюидом ГКС не должен образовывать нежелательные осадки и эмульсии;
5. Закачка ГКС не должна приводить к набуханию глин и образованию водяных блоков;
6. ГКС должен обладать низкой скоростью реагирования с породообразующими минералами;
7. После обработки ГКС должен легко удаляться из пласта;
8. Технология применения ГКС должна быть простой, экономически рентабельной и соответствовать требованиям безопасности.

### **1.6 Техника и технология проведения глиноокислотной обработки**

Для перевозки соляной и уксусной кислот от химических заводов до кислотной базы используют автоцистерны – кислотовозы КП-6,5 емкостью 6м<sup>3</sup> (рис. 1.4). Внутренние поверхности цистерн покрывают химически стойкой эмалью или лаком. Плавиковую кислоту транспортируют в эбонитовых баллонах вместимостью 20 литров.

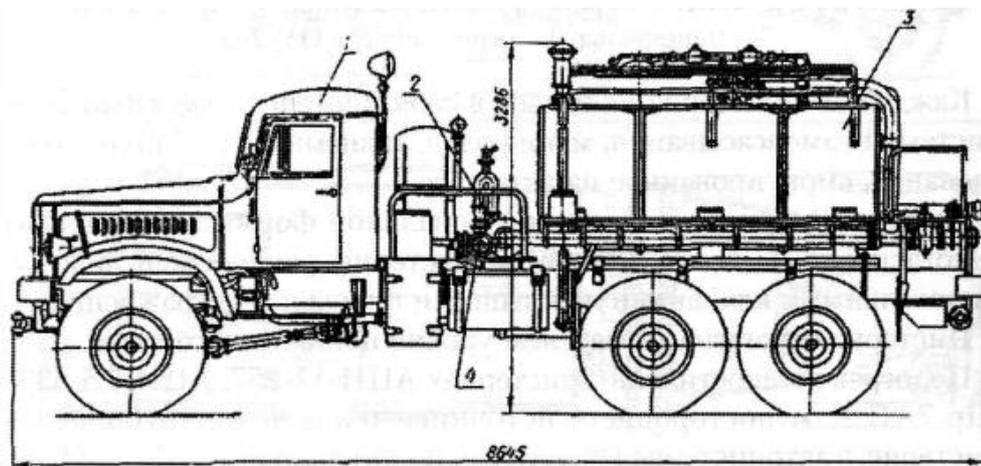


Рисунок 1.4 – Кислотовоз КП – 6,5

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

Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, которые устанавливаются у скважин. Данные емкости представляют собой мерники для сбора нефти, применяемые на производственных площадках. Внутренние поверхности мерников покрыты защитным слоем.

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

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

Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м<sup>3</sup>/ч и напора от 8 до 30м.

При проведении кислотных обработок применяют агрегат Азинмаш–30, смонтированный на шасси Урал или КрАЗ. Данный агрегат снабжен трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления. Иногда для проведения обработки используется 2 насосные установки. Типичная компоновка агрегата Азинмаш–30А представлена на рисунке 1.5. На агрегате установлена цистерна, состоящая из двух отсеков: один отсек емкостью 2,7 м<sup>3</sup> (3), второй отсек емкостью 5,3 м<sup>3</sup> (8). А для транспортировки дополнительных объемов кислоты агрегат снабжен емкостью на прицепе, объем которой составляет 6 м<sup>3</sup> (рис. 1.6).

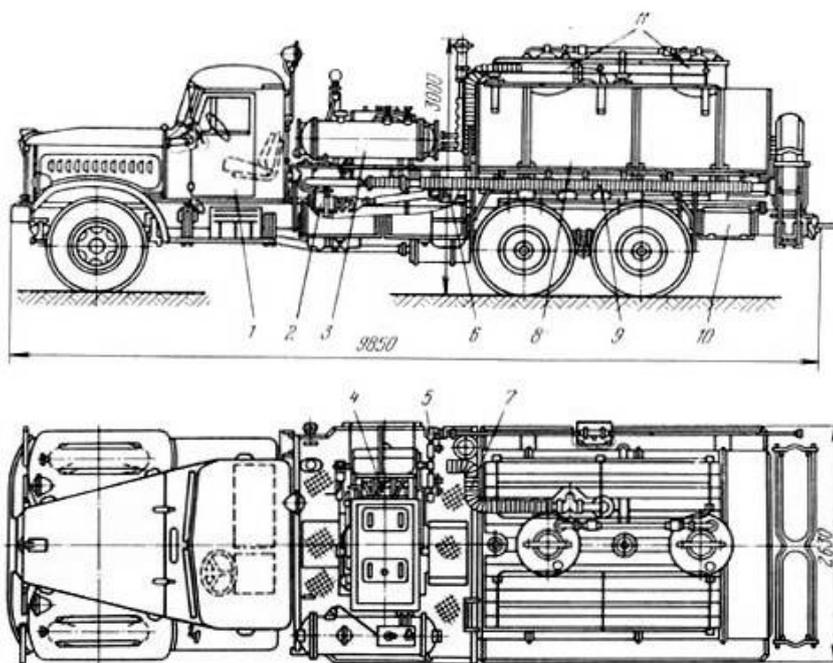


Рисунок 1.5 – Насосный агрегат Азинмаш–30А

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

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

Упрощенная технологическая схема глинокислотной обработки представлена на рисунке 1.6.

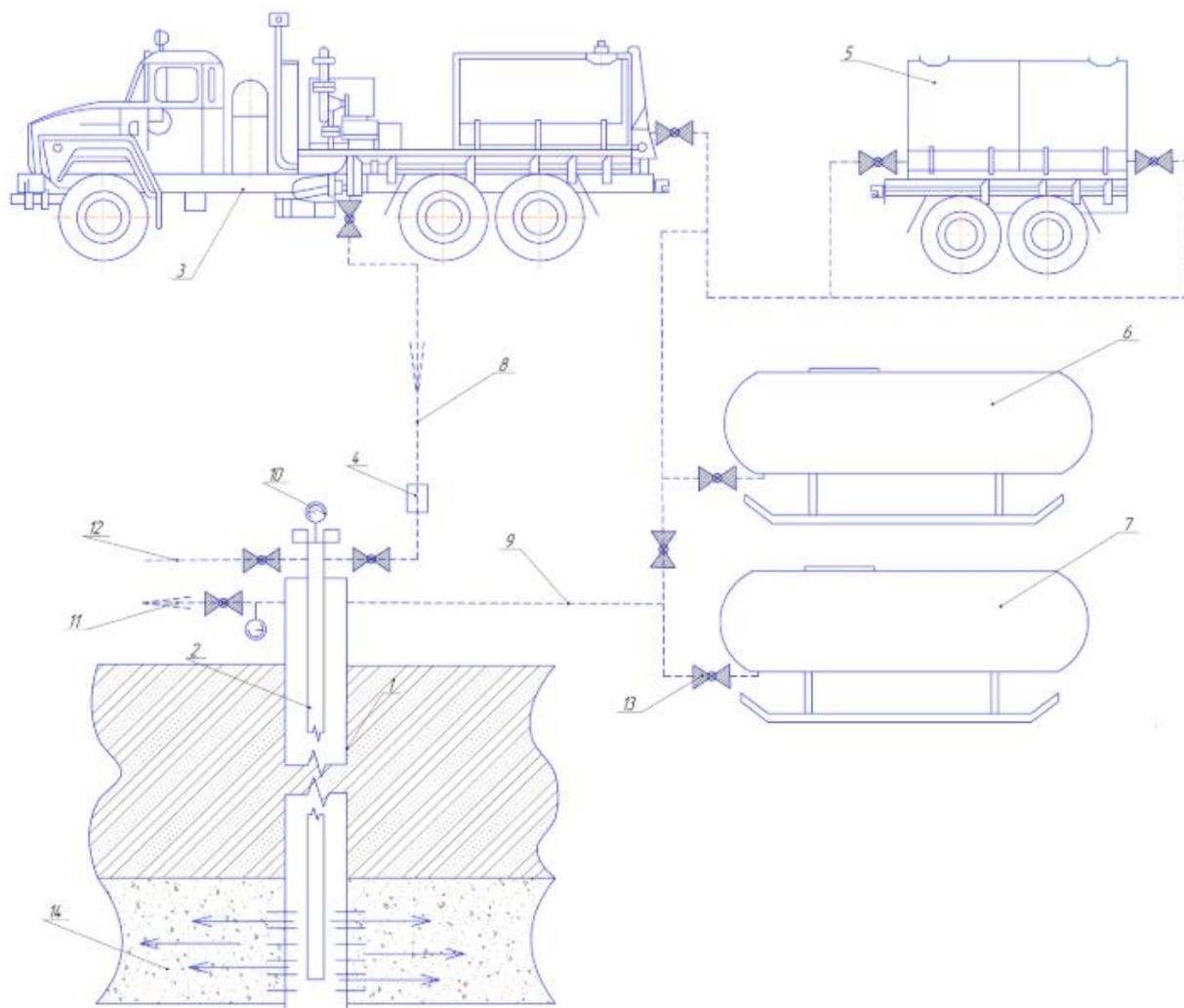


Рисунок 1.6 – Технологическая схема глинокислотной обработки  
 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – агрегат Азинмаш–30А;  
 4 – обратный клапан; 5 – емкость для кислоты на прицепе; 6 – емкость для кислоты; 7 – емкость для продавочной жидкости; 8 – нагнетательная линия; 9 – линия для обратной циркуляции; 10 – манометр; 11 – линия сброса; 12 – линия сброса НКТ; 13 – задвижки; 14 – продуктивный пласт

Для более эффективного проведения ГКО терригенных коллекторов используют постадийную закачку различных технологических жидкостей. Такой подход позволяет контролировать процесс осадкообразования в пласте при использовании глинокислоты. Выделяют пять основных этапов постадийной обработки ПЗП глинокислотными растворами:

1. Закачка предварительной промывочной жидкости, в качестве которой используют раствор хлорида аммония ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ );
2. Закачка основной промывочной жидкости – раствора соляной кислоты ( $\text{HCl}$ );
3. Закачка основной рабочей жидкости – глинокислотного раствора;
4. Закачка продавочной жидкости;
5. Удаление продуктов реакций и закачанных жидкостей из скважины.

Стоит отметить, что выбор жидкостей для каждой стадии осуществляется с учетом различных параметров: растворение загрязнений, совместимость с пластовыми флюидами, породой и продуктами реакции нейтрализованной кислоты [1].

### **Закачка предварительной промывочной жидкости**

Причина использования предварительной промывочной жидкости при обработке ПЗП заключается в вытеснении пластовой воды, которая может содержать ионы Na, K и Ca. Данные ионы могут привести к образованию осадков в виде фторидов и фторсиликатов при взаимодействии с плавиковой кислотой. В качестве предварительной промывочной жидкости в основном используют раствор хлорида аммония ввиду того, что фториды аммония, образованные в результате реакции  $\text{NH}_4\text{Cl}$  с HF, являются растворимыми солями, которые не ухудшают фильтрационные свойства пласта.

Еще одной функцией предварительной промывочной жидкости является уточнение приемистости скважины до закачки основной рабочей технологической жидкости (глинокислоты). Поэтому данная жидкость закачивается в скважины только в самом начале процесса обработки.

Также, на стадии предварительной закачки, помимо раствора хлорида аммония, в скважину могут закачиваться органические растворители (толуол), с целью удаления с поверхности породы пленки нефти, чтобы в дальнейшем кислотный раствор мог беспрепятственно реагировать с породой.

### **Закачка основной промывочной жидкости**

Так как терригенные породы могут содержать карбонатный материал, который в результате реакции с плавиковой кислотой образует труднорастворимые осадки, возникает необходимость в качестве основной промывочной жидкости использовать растворы соляной кислоты. При подборе концентрации соляной кислоты необходимо учитывать пластовые условия и минералогию.

Соляную кислоту могут использовать совместно с органическими кислотами, которые выступают в качестве буферной жидкости для поддержания низких значений рН среды и в качестве комплексообразующих агентов, ограничивающих процесс выпадения солей железа в осадок.

Если стенки эксплуатационной колонны покрыты цементной коркой, то к промывочному раствору добавляют 1-1,5 % раствора плавиковой кислоты.

### **Закачка основной рабочей жидкости**

Основная рабочая жидкость предназначена для растворения и удаления загрязнений порового пространства породы. При обработке терригенных коллекторов в качестве основной рабочей жидкости используют ГКР, то есть смесь соляной и плавиковой кислот. К данной смеси могут добавляться различные ПАВ, органические растворители и кислоты, которые могут заменять собой соляную кислоту.

Плавиковая кислота является основной кислотой на данном этапе закачки ввиду того, что это единственная недорогая минеральная кислота, которая способна растворять силикатные минералы. Плавиковая кислота применяется в смеси с соляной или органической кислотой, потому что эти

кислоты поддерживают низкое значение рН, которое необходимо для предотвращения нежелательного осадкообразования.

Использование плавиковой кислоты для обработки ПЗП недопустимо при обработке пластов с повышенной карбонатностью, потому что велика вероятность выпадения осадков фторида кальция. Плавиковую кислоту допускается использовать при максимальных значениях содержания кальцита и доломита не больше 0,5 %.

Для увеличения глубины проникновения ГКР в пласт закачку необходимо производить с максимально возможной скоростью.

На оптимальные количества закачиваемого ГКР влияет величина проницаемости пласта: чем меньше проницаемость и выше глинистость, тем вероятность выпадения гелеобразных продуктов реакций при больших объемах закачки глинокислоты в пласт увеличивается. Согласно расчетам, приведенным в статье [22], при обработке ПЗП терригенных коллекторов с пониженной фильтрационно-емкостной характеристикой, то есть проницаемость равна 0,01-0,05 мкм<sup>2</sup> и пористость составляет 9-13%, удельные объемы глинокислотного раствора должны изменяться в пределах  $V_{уд}=0,5-0,6\text{ м}^3/\text{м}$ . В случае, если проводится обработка ПЗП терригенного коллектора с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость 0,05-0,1 мкм<sup>2</sup> и проницаемость более 13%), удельные объемы раствора глинокислоты необходимо увеличить до  $V_{уд}=0,75\text{ м}^3/\text{м}$ .

Первичные обработки малопроницаемых пластов проводят небольшими объемами растворов, на 1 м обрабатываемого интервала пласта – 0,4-0,5 м<sup>3</sup>. По мере увеличения числа обработок ПЗП увеличивают объемы кислоты.

Также, на необходимый объем кислотного раствора влияют следующие параметры: глубина обработки, радиус скважины и толщина интервала пласта, подвергающегося кислотному воздействию.

### **Закачка продавочной жидкости**

Данный этап обработки ПЗП направлен на продвижении основной кислоты в глубь пласта и на поддержание низких значений рН основной рабочей жидкости. Чем вытеснение продуктов реакции кислоты из ПЗП глубже, тем успешнее становится кислотное воздействие на пласт. Пренебрежение этой стадией может привести к нейтрализации кислоты, следовательно, к выпадению осадков, которые снижают проницаемость пласта.

В качестве продавочной жидкости рекомендуется использовать  $\text{NH}_4\text{Cl}$  после соляной кислоты пониженной концентрации (5,0-7,5 % масс.). Также, применяют воду с добавкой катионоактивных ПАВ (для добывающих скважин) и воду с добавкой неионогенных ПАВ (для нагнетательных скважин).

Содержание механических примесей в продавочной жидкости не должно превышать 0,05 г/л.

Глинокислоту выдерживают в скважине 8-12 ч, после чего забой скважины необходимо тщательно очистить от продуктов реакции. Если же пластовые температуры высоки (100 °С и выше), то время реагирования сокращается до 6-8 ч.

### **Удаление закачанных жидкостей**

Закачанные в процессе обработки ПЗП жидкости удаляются из пласта, чтобы понизить время контакта прореагировавшей глинокислоты с породами пласта, так как продолжительный контакт может привести к процессу осадкообразования.

Обработка кислотными составами нагнетательных скважин отличается от обработки добывающих скважин тем, что в нагнетательных скважинах не рекомендуется делать откачку закачанных жидкостей и продуктов реакций, а целесообразней сразу же после окончания обработки кислотой запускать их в действие.

## 1.7 Меры по повышению эффективности обработки терригенного коллектора глинокислотой

В результате взаимодействия глинокислоты с породой терригенного пласта происходит интенсивное выпадение осадка, который значительно ухудшает фильтрационно-емкостные свойства коллектора. В качестве факторов, негативно влияющих на процесс осадкообразования, можно выделить следующее:

- высокие пластовые температуры;
- высокие концентрации плавиковой и соляной кислот;
- повышение значения рН растворов при реакциях карбонатных и глинистых минералов с соляной кислотой;
- увеличение продолжительности воздействия.

С целью снижения процесса осадкообразования сокращают время воздействия кислоты на реакцию с породой пласта. Также, рекомендуется при проектировании КО на основе глинокислоты использовать значительное содержание соляной кислоты по отношению к концентрации плавиковой. Так, например, при наличии в пласте натрийсодержащих полевых шпатов используют HCl и HF с концентрациями 13,5 и 1,5% мас. соответственно. А при наличии калийсодержащих полевых шпатов и иллита – 9 и 1% мас. соответственно [26].

Предварительная обработка ПЗП терригенного коллектора соляной кислотой, направленная на удаление карбонатов, также приводит к значительному снижению процесса осадкообразования. Предварительную обработку необходимо проводить в объемах не меньших, чем на основных стадиях обработки глинокислотой.

Для повышения эффективности обработки ПЗП глинокислотными композициями широкое применение получили различные химические реагенты, которые обеспечивают необходимые физико-химические и технологические свойства кислотных композиций. Рассмотрим следующие пути модернизации фторсодержащих кислотных составов [27]:

- замена плавиковой кислоты фторидами аммония, кремнефтористоводородной и борфтористоводородной кислотами;
- замена соляной кислоты менее реакционноспособными кислотами;
- использование фторсодержащих кислотогенерирующих составов;
- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- введение химических реагентов, стабилизирующих катионы трехвалентного железа;
- использование кислородсодержащих органических растворителей.

### **1.7.1 Замена плавиковой кислоты в глинокислотных композициях**

С целью увеличения эффективности обработки ПЗП и минимизации процессов, связанных с осадкообразованием, плавиковую кислоту заменяют на фторид аммония, кремнефтороводородную или борфтороводородную кислоты.

Глинокислотные композиции, которые содержат фторид аммония ( $\text{NH}_4\text{F}$ ), увеличивают проницаемость породы в большей степени, чем растворы, содержащие плавиковую кислоту. Так, в работе [27] проведено сравнение изменения фильтрационных характеристик искусственных песчаников, включающих 95% песка и 5% смектита, при фильтрации через них двух кислотных растворов (12%  $\text{HCl}$  + 3%  $\text{HF}$  и 7,5%  $\text{HCl}$  + 2,8%  $\text{NH}_4\text{F}$ ). Это исследование показало, что при обработке песчаника ГКР, содержащим фторид аммония, проницаемость керна увеличилась на 90% и глубина проникновения этого раствора составила 1,53 м. В свою очередь, применение ГКР, содержащего плавиковую кислоту, не изменило проницаемость керна, а величина глубины проникновения равнялась 0,61 м.

В настоящее время широкое применение в качестве химического реагента получил бифторид аммония ( $\text{NH}_4\text{FHF}$ ). Бифторид аммония (БФА) представляет собой соль плавиковой кислоты, которая содержит 24-35%  $\text{HF}$ .

В.А. Сидоровский в своей работе [2] отмечает, что обработка ПЗП терригенных пород смесью HCl и БФА оказывает лучшее воздействие, чем их обработка стандартным ГКС. Это связано с тем, что скорость реакции замедляется, и кислота проникает еще глубже в пласт, при этом расширяя радиус обработки вокруг ствола скважины.

Для обработки ПЗП терригенных пород с повышенной карбонатностью на месторождениях Западной Сибири В.А. Сидоровским рекомендован следующий кислотный состав: 10% HCl + 3% NH<sub>4</sub>HF<sub>2</sub> [28].

Важными преимуществами применения фторидов аммония является их меньшая токсичность по сравнению с плавиковой кислотой, удобство и безопасность транспортировки.

Использование кремнефтористоводородной кислоты (H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>) вместо плавиковой способствует снижению скорости растворения минералов терригенного пласта. Применение H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> может препятствовать разрушению структуры породы, но в результате реакции H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> с глинистыми минералами выпадает труднорастворимый осадок. Поэтому широкого применения в промышленной практике данный реагент не получил. Главным преимуществом использования кремнефтористоводородной кислоты является ее низкая стоимость по сравнению с фтороводородной кислотой и фторидами аммония.

При использовании борфтористоводородной кислоты (HBF<sub>4</sub>) вместо плавиковой наблюдается более продолжительное растворение минералов коллектора, которое обусловлено протеканием ступенчатого гидролиза с постепенным образованием HF (реакции 1.14 – 1.15):



В работе [29] говорится о том, что при остановке закачки растворов HBF<sub>4</sub> наблюдается осаждение аморфного кремнезема и снижение проницаемости модели фильтрации. Также отмечается, что скорость гидролиза уменьшается в присутствии более сильных кислот и при росте

пластовой температуры. Данные недостатки ограничивают промышленное применение борфтористоводородной кислоты.

Однако, компания ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработала глинокислотную композицию «Химеко ТК-2» на водно-глицериновой основе, в состав которой входит борфтористоводородная кислота и ПАВ. Данная кислотная композиция впервые была применена в 2002 г. на Тарасовском нефтяном месторождении, находящемся в северной части Западно-Сибирской низменности. Было обработано более 20 скважин и успешность кислотной обработки композицией «Химеко ТК-2» составила 80% при среднем приросте дебита 2,5 т/сут на скважину [30].

### **1.7.2 Замена соляной кислоты в глинокислотных композициях**

Причина замены соляной кислоты в ГКС заключается в ее высокой реакционной способности. Заменой соляной кислоты служат карбоновые, сульфаминовая и ортофорсфорная кислоты [12].

Применение карбоновых кислот обеспечивает замедление растворения алюмосиликатов, снижение коррозионной активности составов и поддержание низких значений pH реакционной среды. Среди органических кислот заменой соляной кислоте могут служить уксусная, муравьиная и лимонная кислоты. Карбоновые кислоты целесообразно применять, когда в минералогическом составе коллектора имеются карбонатные минералы и алюмосиликаты, которые легко разлагаются при воздействии соляной кислотой. Недостатками применения органических кислот в ГКС являются образование плохорастворимых осадков в результате реакций и высокая стоимость данных реагентов.

Зарубежными специалистами для увеличения проницаемости терригенных коллекторов на объектах с высокими пластовыми температурами предложена следующая технология нагнетания кислоты в скважину: нагнетается 10% раствор уксусной кислоты ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), затем водный раствор, содержащий 6%  $\text{HNO}_3$  + 3% лимонной кислоты + 1% HF. При

движении этого кислотного состава вглубь пласта происходит процесс генерирования вторичных осадков с равномерной скоростью, благодаря низким значениям водородного показателя, которые поддерживаются раствором уксусной кислоты на фронте вытеснения [31].

В работе [27] приводится ГКС, который практически исключает вторичное осадкообразование при использовании в терригенных коллекторах с высокими пластовыми температурами: 10% водный раствор  $\text{CH}_3\text{COOH}$  и 0,1-0,2%  $\text{HF}$ .

Также, при совместном применении сульфаминовой кислоты ( $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ) с плавиковой или фторидами аммония можно добиться уменьшения реакционной способности жидкостей воздействия. Преимуществами сульфаминовой кислоты является ее не гигроскопичность и устойчивость в присутствии воздуха. Но, стоит отметить, что растворы  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$  подвержены интенсивному гидролизу при высоких пластовых температурах, который проходит в две стадии (реакции 1.16-1.17). Применение данных растворов целесообразно при пластовых температурах, не превышающих 55-60 °С.



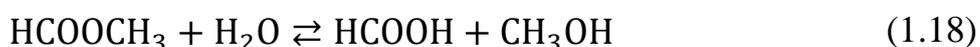
Ортофосфорную кислоту ( $\text{H}_3\text{PO}_4$ ) применяют совместно с плавиковой при обработке терригенных коллекторов, содержащих существенные количества карбонатных минералов. В работе [27] приведены результаты исследования взаимодействия смеси ортофосфорной и плавиковой кислот с алюмосиликатами и карбонатами. В ходе исследования установлено, что скорость взаимодействия кислотного раствора с карбонатами уменьшилась, а с терригенной породой – не изменилась. Это связано с тем, что поверхность карбонатных минералов при воздействии фосфорной и плавиковой кислот покрывается защитным слоем нерастворимых солей, который препятствует развитию дальнейших реакций и предотвращает осаждение продуктов реакций плавиковой кислоты с алюмосиликатами, при этом сохраняется

кислая среда растворов. Стоит отметить, что у данного кислотного состава имеется существенный недостаток – это образование нерастворимых солей ортофосфорной кислоты, которые могут привести к ухудшению ФЭС низкопроницаемых коллекторов.

### 1.7.3 Применение фторсодержащих кислотогенерирующих составов

Целью использования фторсодержащих кислотогенерирующих составов (КГС) является снижение скорости растворения породы терригенного коллектора.

Образование КГС возможно при совместном использовании сложных эфиров карбоновых кислот (метилформиат, метилацетат) с фторидом аммония ( $\text{NH}_4\text{F}$ ). Органические кислоты, образованные в результате медленного гидролиза сложных эфиров, взаимодействуют с фторидом аммония, выделяя плавиковую кислоту, и тем самым замедляют реакцию между кислотным составом и породой коллектором [27]. Рассмотрим действие КГС на примере метилового эфира муравьиной кислоты (реакции 1.18-1.19):



Также, в качестве достоинства данного КГС стоит отметить низкую коррозионную активность, так как полученные при гидролизе органические кислоты препятствуют образованию нерастворимого осадка гидроксида железа (III). Но применение данного КГС ограничено пожароопасностью сложных эфиров и высокой стоимостью.

Еще одним типом КГС является система, содержащая хлористый алюминий  $\text{AlCl}_3$  и плавиковую кислоту. Но введение соединений алюминия в кислотные составы способствует отложению аморфных алюмосиликатов, которые загрязняют ПЗП [27]. Поэтому данный КГС не получил широкого применения в промышленной практике.

#### 1.7.4 Применение поверхностно-активных веществ

Основную часть всех добавок к кислотным составам составляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Молекулы ПАВ имеют дифильную структуру, то есть ПАВ состоят из двух частей: полярная и неполярная. Неполярная часть нерастворима в воде, но растворима в нефти, а полярная часть наоборот. Ввиду частичной растворимости в нефти и воде, ПАВ концентрируются на поверхности раздела фаз.

ПАВ классифицируют по способности к диссоциации и заряду образующихся ионов, поэтому выделяют следующие ПАВ: катионные, анионные, амфотерные (амфолитные) и неионогенные. В рецептурах кислотных составов применяются все перечисленные виды ПАВ.

ПАВ обладают широким спектром действия и могут решать самые разные задачи:

- снижение межфазного натяжения в системе кислота–углеводороды за счет адсорбции ПАВ на границе раздела фаз;
- замедление скорости растворения минералов коллектора;
- разрушение кислотонефтяных эмульсий при помощи деэмульгаторов, которые способствуют изменению состава и свойств адсорбционных слоев на поверхности глобул;
- предотвращение образования осадков (асфальтенов) при контакте с нефтью благодаря алкиларилсульфокислотам и их солям;
- обеспечение гидрофильности поверхности породы при использовании анионных и неионогенных ПАВ;
- ингибирование коррозионного разрушения промышленного оборудования за счет применения гетероциклических соединений с атомами кислорода, азота, серы, высокомолекулярных спиртов, альдегидов, сульфоновых кислот, жирных кислот и их производных, сильно ненасыщенных ароматических и алифатических систем и других [12, 27, 32].

### **1.7.5 Введение химических реагентов, стабилизирующих катионы трехвалентного железа**

Наиболее эффективными химическими реагентами, предупреждающими негативное действие катионов трехвалентного железа ( $\text{Fe}^{3+}$ ), являются комплексообразователи и восстановители. По мере нейтрализации кислотности раствора эти химические реагенты препятствуют осаждению соединений железа.

Комплексообразователями  $\text{Fe}^{3+}$  в кислой среде являются уксусная, лимонная, аскорбиновая, салициловая, молочная, глутаровая, глюконовая, эриторбовая, нитрилтриуксусная кислоты, их натриевые соли и другие [27]. Следует отметить, что указанные комплексообразователи катионов трехвалентного железа различаются температурными пределами стабильности железных комплексов. Так, молочная кислота эффективна при температуре не выше  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а уксусная – не выше  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  [12].

Достоинством комплексообразующих реагентов является низкая коррозионная активность по отношению к стали. Но, имеется существенный недостаток: снижение концентрации соляной кислоты при введении натриевых солей комплексообразователей в раствор, за счет образования органических кислот.

В качестве восстановителей ионов трехвалентного железа до двухвалентного состояния используют йод, иодиды, гидрохлорид гидразина, металлы в восстановленном состоянии такие, как катионы  $\text{Cu}^+$  и  $\text{Sn}^{2+}$ . Также, применяются аскорбиновая кислота, восстанавливающие кислоты (муравьиная и фосфорная) в присутствии катионов  $\text{Sb}^{5+}$  или  $\text{Cu}^{2+}$  и другие химические реагенты [27].

### **1.7.6 Применение кислородсодержащих органических растворителей**

В качестве химических реагентов, улучшающих показатели кислотной обработки, широкое применение нашли кислородсодержащие органические растворители, а именно спирты и целлозольвы.

Самыми распространенными спиртами являются метанол и изопропанол (пропанол-2). Добавление спиртов в кислотные составы приводит к снижению поверхностного и межфазного натяжений и повышению давления насыщенных паров, способствует замедлению реакционной способности кислот и улучшению очистки пласта после КО. При введении в кислотные составы спиртов снижается содержание воды, а это необходимо для глинистых минералов склонных к набуханию. Главное преимущество применения спиртов над ПАВ заключается в том, что спирты практически не склонны к адсорбации на породе коллекторе, в результате кислотный состав проникает в более глубокие участки пласта.

Применение спиртов в качестве органических растворителей ограничено рядом недостатков. Во-первых, чтобы применение спиртов оказало заметный эффект, необходимо использовать высокие эффективные концентрации (20% масс. и более). Такие большие концентрации, в свою очередь, снижают температуру вспышки кислотной композиции и увеличивают себестоимость. Во-вторых, применение спиртовых добавок увеличивает коррозионную активность раствора, следовательно, требуются большие концентрации ингибиторов коррозии, что также приводит к удорожанию стоимости обработки. В-третьих, в результате реакций взаимодействия спиртов с кислотой образуются побочные продукты (органические фториды и хлориды), которые создают проблемы для катализаторов при переработке нефти [1].

Помимо спиртов к кислородсодержащим органическим растворителям, которые применяются в кислотных составах, относятся целлозольвы (простые моноалкиловые эфиры этиленгликоля). В научно-технической литературе целлозольвы называют взаимными растворителями ввиду их высокой растворимости как углеводородной, так и в водной среде [12].

Широкое применение в промышленной практике в качестве химического реагента получил бутилцеллозольв (монобутиловый эфир этиленгликоля).

Использование целлозольвов позволяет снизить межфазное натяжение и адсорбцию ПАВ, разрушает кислотонефтяные эмульсии и улучшает вынос продуктов реакции после обработки. Также, обеспечивает гидрофильность поверхности коллектора и предотвращает образование водных блокад. Но, стоит отметить, что целлозольвы могут адсорбироваться на поверхности породы коллектора, уменьшая концентрацию соединения по мере продвижения кислотной композиции. Целлозольвы реагируют с кислотой подобно спиртам, образуя хлорорганические продукты реакций, которые негативно влияют на работу установок нефтеперерабатывающих заводов [12].

## 2 Методика расчета параметров глинокислотной обработки

### 2.1 Расчет необходимого объема и концентрации раствора глинокислоты

Необходимый объем товарной кислоты ( $V_T$ ) для приготовления 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора определяется по формуле (2.1):

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A}, \quad (2.1)$$

где  $V_T$  – объем товарной кислоты, л;

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

$\rho_3$  – плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см<sup>3</sup>;

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

Плотности растворов кислот при различной концентрации представлены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3.

Таблица 2.1 – Плотность водных растворов плавиковой кислоты (HF) различных концентраций при 20<sup>0</sup>С [33].

Плотность HF, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HF, %	Содержание HF, кг/л	Плотность HF, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HF, %	Содержание HF, кг/л
1,006	2	0,021	1,071	20	0,215
1,013	4	0,042	1,085	24	0,261
1,022	6	0,062	1,097	28	0,308
1,029	8	0,083	1,108	32	0,355
1,037	10	0,105	1,119	36	0,404
1,044	12	0,126	1,124	40	0,449
1,051	14	0,148	1,135	42	0,477
1,058	16	0,168	1,138	44	0,502
1,065	18	0,193	1,156	50	0,579

Таблица 2.2 – Плотность водных растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при 20<sup>0</sup>С [33]

Плотность HCl, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг/л	Плотность HCl, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг/л
1,004	1	0,011	1,118	24	0,268

Продолжение таблицы 2.2

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

Количество кислотного раствора необходимое для обработки скважины зависит от глубины проникновения кислоты в пласт и рассчитывается по формуле 2.2:

$$V_{кр} = \pi \cdot R_{уср}^2 \cdot H_{\phi} \cdot m, \quad (2.2)$$

где  $V_{кр}$  – объем кислотного раствора для проведения обработки, м<sup>3</sup>;

$R_{уср}$  – усредненный радиус ОЗП, м (как правило, не меньше одного метра);

$H_{\phi}$  – высота интервала положения фильтра или вскрытая пластовая мощность, м;

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

Как правило, объем кислоты составляет 0,4-1,0 м<sup>3</sup> на метр вскрытой пластовой толщины.

Таблица 2.3 – Плотность растворов уксусной кислоты (CH<sub>3</sub>COOH) различных концентраций при 20<sup>0</sup>C [33]

Плотность (CH <sub>3</sub> COOH), г/см <sup>3</sup>	Концентрация (CH <sub>3</sub> COOH), %	Содержание (CH <sub>3</sub> COOH), кг/л	Плотность (CH <sub>3</sub> COOH), г/см <sup>3</sup>	Концентрация (CH <sub>3</sub> COOH), %	Содержание (CH <sub>3</sub> COOH), кг/л
0,9997	1	0,011	1,0385	30	0,313
1,0013	2	0,021	1,0396	31	0,323
1,0026	3	0,031	1,0407	32	0,334
1,0041	4	0,041	1,0418	33	0,345
1,0056	5	0,051	1,0429	34	0,356
1,0068	6	0,061	1,0439	35	0,366
1,0084	7	0,072	1,0448	36	0,377
1,0098	8	0,082	1,0458	37	0,388
1,0112	9	0,092	1,0468	38	0,399
1,0126	10	0,102	1,0478	39	0,408
1,0138	11	0,113	1,10488	40	0,421
1,0155	12	0,123	1,0499	41	0,431
1,0169	13	0,133	1,0508	42	0,442
1,0183	14	0,144	1,0517	43	0,453
1,0196	15	0,154	1,0526	44	0,464
1,0208	16	0,164	1,0543	46	0,486
1,0224	17	0,175	1,0552	47	0,497
1,0237	18	0,185	1,0558	48	0,508
1,0251	19	0,196	1,0576	50	0,528
1,0264	20	0,206	1,0583	51	0,541
1,0277	21	0,217	1,0591	52	0,552
1,0289	22	0,227	1,0598	53	0,563
1,0302	23	0,238	.....	.....	.....
1,0314	24	0,249	1,0606	95	1,008
1,0327	25	0,259	1,0589	96	1,017
1,0339	26	0,268	1,0571	97	1,026
1,0348	27	0,278	1,0548	98	1,035
1,0362	28	0,291	1,0525	99	1,043
1,0373	29	0,302	1,0499	100	1,051

Помимо плавиковой, соляной и уксусной кислот в раствор глинокислоты необходимо добавлять различные химические реагенты, такие как ингибиторы, реагенты коррозии, ПАВ и прочие вещества. Данные добавки обеспечивают необходимые физико-химические и технологические свойства

кислотных композиций. Расчет необходимых химических реагентов проводят по специальной формуле 2.3:

$$V_{BP} = \frac{V_{KP} \cdot C_P}{100}, \quad (2.3)$$

где  $V_{BP}$  – количество вспомогательного реагента на обработку, м<sup>3</sup>;

$V_{KP}$  – применяемое количество раствора кислоты, м<sup>3</sup>;

$C_P$  – концентрация реагента в кислотном растворе, %.

## 2.2 Методика расчета параметров обработки забоя скважины на месторождении

В качестве примера нужно провести расчет, связанный с обработкой забоя скважины 178-0043 с применением глинокислоты. Скважина БС<sup>1</sup><sub>1</sub> была открыта в 1999 году. После ПВЛГ осенью 2011 года среднесуточный ее дебит по нефти составлял 161 тонну в сутки, а обводненность продукции – 0,35%. На февраль 2017 года дебит составляет 50,8 тонну в сутки.

На момент исследования (февраль 2017 г.) был проведен ГДИС, который показал, что пластовое давление ( $P_{пл}$ ) равно 163,4 атмосферы, давление забоя ( $P_z$ ) равно 58-60 атм, температура ( $T$ ) равна 56-57 °С, обводненность равна 23%, дебит жидкости ( $Q_{ж}$ ) равен 75 м<sup>3</sup>/сут., дебит нефти ( $Q_n$ ) равен 50,8 тонн/сут.

Подводя итоги моделирования работы скважины, была проведена оценка текущего скина,  $S_{тек.} = 2$ . Прогнозный показатель после выполнения ГКР составляет –  $S_{ожд.} = 0$  (чистая ПЗП). Так, ожидаемый прирост, по данным моделирования, и дополнительная добыча скважины после ОПЗ – сведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Прогноз дополнительной добычи скважины после проведения обработки призабойной зоны скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub>

Скважина	Вид ОПЗ	$Q_n$ перед ОПЗ, т/сут.	Примечание при планировании ОПЗ	$Q_n$ после ОПЗ, т/сут.	Прирост, т/сут
БС <sup>1</sup> <sub>1</sub>	ГКР	50,8	После КРС	58	7,2

## План проведения обработки призабойной зоны скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub>

Данные по скважине БС<sup>1</sup><sub>1</sub> (рис. 2.1):

- Категория скважин: эксплуатационная.
- Способ эксплуатации: газлифтный
- Эксплуатационная колонна:
  - Диаметр  $\Phi$  194 x 178 мм
  - Башмак эк/к. на гл. 3750 м
  - Опрессована эк/к. на 260 атм морской водой – герметично.
- Искусственный забой – 3470 м
- Интервал перфорации: 3414 – 3455
- Фонтанная арматура: ИКС-100/80-350

Состояние скважины на февраль 2017 г.

$P_6 = 18$  атм;  $P_3 = 59-61$  атм;  $T = 55-56^\circ\text{C}$ ;  $\text{H}_2\text{O} = 23\%$ ;  $Q_{\text{ж}} = 75$  м<sup>3</sup>/сут.;

$Q_{\text{н}} = 50,8$  т/сут.;  $Q_{\text{г}} = 22182$  м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{\text{г/л}} = 9995$  м<sup>3</sup>/сут.

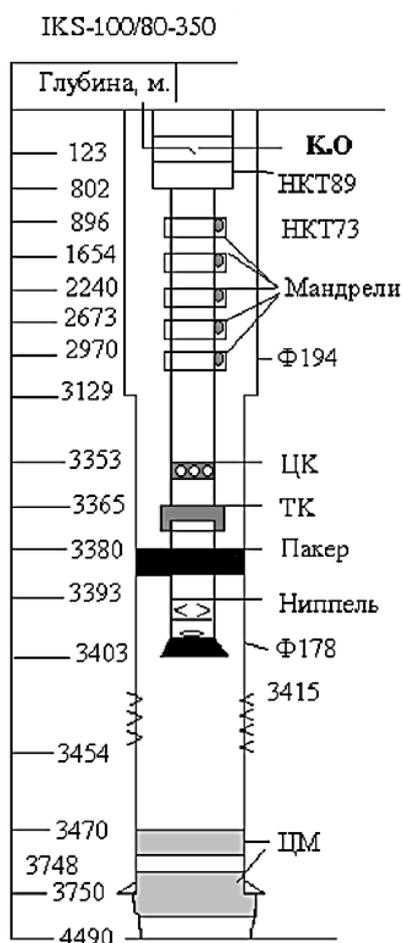


Рисунок 2.1 – Эскиз схемы скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub> X месторождения

## Расчет объема НКТ

Объем НКТ определим по формуле 2.4:

$$V_{НКТ} = \sum_{i=1}^n l_i \cdot \pi \cdot r_i^2, \quad (2.4)$$

где  $V_{НКТ}$  – объем НКТ, м<sup>3</sup>;

$l_i$  – длина  $i$ -ой НКТ, м;

$r_i$  – радиус  $i$ -ой НКТ, м.

В свою очередь, радиус НКТ определяется следующим образом (формула 2.5):

$$r_i = \frac{(D_i - 2 \cdot \delta_i)}{2}, \quad (2.5)$$

где  $r_i$  – радиус  $i$ -ой НКТ, м;

$D_i$  – диаметр наружный  $i$ -ой НКТ, м;

$\delta_i$  – толщина стенки  $i$ -ой НКТ.

Согласно схеме скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub> (рис.) используются НКТ со следующими параметрами:

НКТ с диаметром 89 мм:  $l_1 = 802$  м;  $\delta_1 = 0,0065$  м;  $D_1 = 0,089$  м;

НКТ с диаметром 73 мм:  $l_2 = 2601$  м;  $\delta_2 = 0,0055$  м;  $D_2 = 0,073$  м.

Подставив данные значения в формулу 2.4 получим внутренний объем НКТ:

$$\begin{aligned} V_{\text{внутНКТ}} &= 802 \cdot 3,14 \cdot \left[ \frac{0,089 - 2 \cdot 0,0065}{2} \right]^2 + 2601 \cdot 3,14 \cdot \left[ \frac{0,073 - 2 \cdot 0,0055}{2} \right]^2 \\ &= 3,64 + 7,85 = 11,49 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

## Расчет объема затрубного пространства

Для расчета объема затрубного пространства необходимо найти разность между объемом обсадной колонны до пакера и внешним объемом НКТ над пакером (формула 2.6):

$$V_{\text{затруб}} = V_{\text{ОКдопакера}} - V_{\text{внешНКТ}} \quad (2.6)$$

Расчет внешнего объема НКТ над пакером (до 3380 м) ведем по формуле 2.4:

НКТ с диаметром 89 мм:  $l_1 = 802$  м;  $D_1 = 0,089$  м;

НКТ с диаметром 73 мм:  $l_2 = 2578$  м;  $D_2 = 0,073$  м.

$$V_{\text{внеш НКТ}} = 802 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,089}{2}\right)^2 + 2578 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,073}{2}\right)^2 = 4,99 + 10,79 = 15,78 \text{ м}^3$$

Расчет объема обсадной колонны (ОК) до пакера (до 3380 м) ведем исходя из следующих параметров:

ОК с диаметром 194 мм:  $l_1 = 3129$  м;  $\delta_1 = 0,0109$  м;  $D_1 = 0,194$  м;

ОК с диаметром 178 мм:  $l_2 = 251$  м;  $\delta_2 = 0,0104$  м;  $D_2 = 0,178$  м.

$$V_{\text{ОК до пакера}} = 3129 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{(0,194 - 2 \cdot 0,0109)}{2}\right]^2 + 251 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{(0,178 - 2 \cdot 0,0104)}{2}\right]^2 \\ = 82,39 + 5,54 = 87,93 \text{ м}^3$$

Следовательно, можно рассчитать объем затрубного пространства:

$$V_{\text{затруб}} = 87,93 - 15,78 = 72,15 \text{ м}^3$$

### **Расчет объема пространства с головы воронки до нижней границы перфорации**

Первым шагом необходимо определить внешний объем НКТ под пакером, т.е. на глубине от 3380 до 3403 м:

НКТ с диаметром 73 мм:  $l_2 = 23$  м;  $D_2 = 0,073$  м.

$$V_{\text{внеш НКТ под}} = 23 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,073}{2}\right)^2 = 0,10 \text{ м}^3$$

Следующим шагом определим объем обсадной колонны от пакера до нижней границы перфорации:

ОК с диаметром 178 мм:  $l_2 = 90$  м;  $\delta_2 = 0,0104$  м;  $D_2 = 0,178$  м.

$$V_{\text{ОК под пакер}} = 90 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{(0,178 - 2 \cdot 0,0104)}{2}\right]^2 = 1,99 \text{ м}^3$$

Разность между  $V_{\text{ОК под пакер}}$  и  $V_{\text{внеш НКТ под}}$  и есть объем пространства с головы воронки до нижней границы перфорации ( $V_0$ ):

$$V_0 = 1,99 - 0,10 = 1,89 \text{ м}^3$$

### **Расчет расхода реагентов для приготовления ГКР**

Теперь необходимо установить расход реагентов, с помощью которых готовились ГКР. Рассчитаем требуемые кислотные объемы, а также объемы продавочной жидкости.

Расчет объема кислотного раствора ( $V_{\text{кислоты}}$ ) проводим по формуле 2.2. За усредненный радиус обрабатываемой зоны пласта принимаем 1 м, за коэффициент эффективной пористости – 0,2. Интервал перфорации следующий: 3454-3449, 3444-3437, 3431-3426, 3423-3420, 3418-3415. Следовательно, вскрытая мощность пласта составляет 23 м.

$$V_{\text{кислоты}} = 3,14 \cdot 1^2 \cdot 23 \cdot 0,2 = 14,45 \text{ м}^3$$

Теперь нужно установить объем продажной жидкости, с помощью которой кислота будет поступать вглубь пласта:

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{кислоты}} + V_{\text{внутНКТ}} + V_0 = 14,45 + 11,49 + 1,89 = 27,83 \text{ м}^3$$

Рецептура ГКР, применяемого для обработки скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub>, следующая: 12% HCl + 3% HF + 2% CH<sub>3</sub>COOH. Расчет объема химических реагентов для подготовки одного кубометра ГКР производится по формуле 2.1.

Расчет объема товарной соляной кислоты (HCl):

Концентрация соляной кислоты в ГКР составляет 12%. Определим плотность раствора соляной кислоты при заданной концентрации – 1,058 г/см<sup>3</sup> (табл.2.2). Так как, товарная соляная кислота, поступившая на промысел, имеет концентрацию 30%, необходимо определить весо-объемную концентрацию ( $A$ ) и плотность товарной соляной кислоты ( $\rho_{\text{HCl}}$ ) при данной концентрации. Под весо-объемной концентрацией кислоты понимается содержание чистой кислоты в одном литре товарного продукта. По таблице 2.2 получаем  $A=0.346$  кг/л и  $\rho_{\text{HCl}}=1,148$  г/см<sup>3</sup>. Объем товарной соляной кислоты, необходимый для приготовления 1 м<sup>3</sup> ГКР, равен:

$$V_{\text{HCl}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 12 \cdot 1,058}{0,346} = 366,94 \text{ л}$$

Масса соляной товарной кислоты:

$$m_{\text{HCl}} = V_{\text{HCl}} \cdot \rho_{\text{HCl}} = 366,94 \cdot 1,148 = 421,24 \text{ кг}$$

Расчет объема товарной плавиковой кислоты (HF):

Концентрация плавиковой кислоты в ГКР составляет 3%. Плотность раствора плавиковой кислоты при заданной концентрации – 1,01 г/см<sup>3</sup> (табл 2.1). Концентрация товарного реагента – 50 %. Весо-объемная концентрация и

плотность товарной плавиковой кислоты равны 0,579 кг/л и 1,156 г/см<sup>3</sup> соответственно (табл. 2.1). Объем товарной плавиковой кислоты равен:

$$V_{HF} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,01}{0,579} = 52,33 \text{ л}$$

$$m_{HF} = V_{HF} \cdot \rho_{HF} = 52,33 \cdot 1,156 = 60,49 \text{ кг}$$

Расчет объема товарной уксусной кислоты (CH<sub>3</sub>COOH):

Плотность раствора уксусной кислоты при заданной концентрации (2%) – 1,0013 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3). Весо-объемная концентрация и плотность товарной уксусной кислоты равны 1,051 кг/л и 1,0499 г/см<sup>3</sup> соответственно (табл. 2.3). Объем товарной уксусной кислоты равен:

$$V_{CH_3COOH} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,0013}{1,051} = 19,05 \text{ л}$$

Масса уксусной товарной кислоты:

$$m_{CH_3COOH} = V_{CH_3COOH} \cdot \rho_{CH_3COOH} = 19,05 \cdot 1,0499 = 20,01 \text{ кг}$$

Что касается объемов ингибитора коррозии, ПАВ и прочих компонентов, которые будут использованы для изготовления одного кубического метра ГКР, можно найти по формуле (2.3).

Объем ингибитора коррозии:

$$V_{\text{ингиб}} = \frac{V_{\text{ГКР}} \cdot C_{\text{ингиб}}}{100} = \frac{14,45 \cdot 2}{100} = 0,29 \text{ м}^3$$

Объем ПАВ:

$$V_{\text{ПАВ}} = \frac{V_{\text{ГКР}} \cdot C_{\text{ПАВ}}}{100} = \frac{14,45 \cdot 0,5}{100} = 0,07 \text{ м}^3$$

Таким образом, итоги расчетов количества реагентов, требуемых для приготовления ГКР объемом 14,45 м<sup>3</sup> сведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Химические реагенты необходимые для приготовления 14,45 м<sup>3</sup> раствора глинокислоты

Наименование химических реагентов	Концентрация товарного реагента, %	Концентрация в растворе, %	Масса, кг	Объем, л
Соляная кислота (HCl)	30	12	6087	5303
Плавиковая кислота (HF)	50	3	875	757
Уксусная кислота (CH <sub>3</sub> COOH)	100	2	290	276

Продолжение таблицы 2.5

Ингибитор коррозии	-	2		290
ПАВ	-	0,5		70
другие				8321

Порядок приготовления ГКР:

- в емкость заливается пресная техническая вода, на 100 литров на каждый кубический метр кислоты меньше, чем расчетный объем воды;
- вносится расчетный объем уксусной кислоты;
- вносится расчетное количество реагентов вспомогательного типа кроме ингибитора кислотной коррозии;
- вносится расчетный объем соляной кислоты;
- добавляется расчетный объем плавиковой кислоты
- доливается оставшаяся часть расчетного объема пресной технической воды;
- ингибитор кислотной коррозии вводится в ГКР перед тем, как его закачивают в скважину.

Итоги прироста дебита после проведения ОПЗ с помощью ГКР для скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub> X представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результат добычи нефти по применению ГКР при обработке призабойной зоны скважины БС<sup>1</sup><sub>1</sub> X месторождения

Скважина	Вид ОПЗ	Q <sub>н</sub> перед ОПЗ, т/сут.	Q <sub>н</sub> после ОПЗ, т/сут.	Прирост, т/сут	Дополнительная добыча нефти на 01.01.2018г.
БС <sup>1</sup> <sub>1</sub>	ГКР	50,8	61,2	10,4	3120

На основании полученных сведений в плане применения ОПЗ отмечается прирост в добыче нефти на 20,5 %.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Савенкову Никите Вячеславовичу

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

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»:
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - коэффициент дополнительной заработной платы – 0,12; -накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители технологий глинокислотной обработки ПЗП; Выполнение SWOT – анализа; Анализ конкурентных технических решений.
Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов и трудоемкости работ в рамках ВКР, составление графика Ганта. Определение смет затрат
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности проекта

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Савенков Никита Вячеславович		

### **3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии глинокислотной обработки призабойных зон скважин на месторождениях в условиях Западной Сибири.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» в данной выпускной квалификационной работе является обоснование конкурентоспособности и эффективности применения технологии глинокислотной обработки в целях улучшения фильтрационных свойств пластов.

Расчеты проводились согласно учебно- методическому пособию [34].

#### **3.1 Потенциальные потребители технологий глинокислотной обработки призабойной зоны пласта**

Рассматриваемая технология воздействия на ПЗП с целью улучшения проницаемости пласта и увеличения нефтеотдачи применяется при обработке терригенных коллекторов, особенно на месторождениях в условиях Западной Сибири. Таким образом потенциальными потребителями технологии воздействия на пласт глинокислотой являются нефтяные компании, занимающиеся добычей нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, находящихся на различных этапах разработки. Потенциальными источниками для реализации данной технологии являются предприятия химического производства.

#### **3.2 SWOT-анализ**

Под SWOT-анализом понимается комплексный анализ проекта (Strengths – сильные стороны, Weaknesses – слабые стороны, Opportunities – возможности и Threats – угрозы). SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны представляют собой внутреннюю среду, то что имеется уже на текущий момент времени. В свою очередь, к факторам внешней среды относятся возможности и угрозы, которые могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа технологий обработки ПЗП глинокислотными составами представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
<p>С1. Применение на любой стадии разработки;</p> <p>С2. Обработка сильнозаглинизированных и высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов;</p> <p>С3. Простота технологии и небольшие объемы закачки глинокислоты;</p> <p>С4. Более низкая стоимость по сравнению с другими технологиями.</p>	<p>Сл1. Применение ограничено содержанием карбонатных пород в терригенном коллекторе;</p> <p>Сл2. Коррозионная активность глинокислоты;</p> <p>Сл3. Риск выпадения нерастворимых осадков;</p> <p>Сл4. Токсичность химических реагентов.</p>
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
<p>В1. Восстановление естественной проницаемости;</p> <p>В2. Увеличение производительности скважин;</p> <p>В3. Улучшение технико-экономических показателей деятельности предприятия;</p> <p>В4. Совместное применение с другими геолого-техническими мероприятиями.</p>	<p>У1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов;</p> <p>У2. Остановки процесса закачки;</p> <p>У3. Неверная рецептура глинокислотного раствора, которая может повлечь за собой ухудшение проницаемости пласта;</p> <p>У4. Загрязнение окружающей среды (атмосферы, гидросферы и литосферы).</p>

Выявим соответствие сильных и слабых сторон применения технологии глинокислотной обработки ПЗП внешним условиям окружающей среды, построив интерактивные матрицы проекта (таблицы 3.2-3.5).

Таблица 3.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	-	0
	В2	+	+	-	0
	В3	-	-	+	+
	В4	+	0	+	0

При анализе интерактивной таблицы 3.2 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и возможностей: В1В2С1С2, В4С1С3.

Таблица 3.3 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	0	+	-
	В2	+	0	+	-
	В3	-	+	-	0
	В4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 3.3 можно выделить следующие корреляции слабых сторон и возможностей: В1Сл1Сл3, В2Сл1Сл3, В4Сл1Сл3Сл4.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта

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

При анализе интерактивной таблицы 3.4 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и угроз: У1У2С3С4, У4С2С3.

Таблица 3.5 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	+	0
	У2	-	0	0	+
	У3	0	+	+	-
	У4	-	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 3.5 можно выявить следующие корреляции слабых сторон и угроз: У1Сл2Сл3, У3Сл2Сл3, У4Сл3Сл4.

Согласно проведенному SWOT анализу применение технологии глинокислотной обработки ПЗП качестве метода воздействия на пласт с целью улучшения проницаемости имеет высокую актуальность и эффективность в реальных условиях. Это может привести к дальнейшему применению данной технологии, усовершенствованию ее использования и сведения угроз к минимуму. Значительными угрозами можно считать остановки процесса закачки, которые могут быть вызваны авариями и неисправностью оборудования, а также загрязнение окружающей среды ввиду того, что химические реагенты (плавиковая и соляная кислоты), используемые при глинокислотной обработке, являются агрессивными и токсичными веществами.

### **3.3 Анализ конкурентных решений**

Существуют различные методы воздействия на призабойную зону скважин: механические, тепловые и химические.

Среди химических методов основным конкурентом глинокислотной обработке можно считать солянокислотную обработку. Солянокислотная обработка направлена на растворение пород, сложенных известняками и доломитами, то есть данный метод, в основном, применяется при обработки карбонатных коллекторов. Но при обработке терригенных коллекторов в условиях Западной Сибири целесообразней применять обработку глинокислотой, потому что обработка ПЗП соляной кислотой не может обеспечить разрушение силикатных породообразующих минералов, таких как алюмосиликаты глинистого раствора (каолин) и кварц.

Тепловые методы воздействия на ПЗП нельзя считать конкурентами химических методов, потому что они имеют разные цели. Химические методы используются для увеличения проницаемости, путем растворения породообразующих минералов и остатков глинистых растворов. В свою

очередь, тепловые методы применяются при эксплуатации скважин, дающих парафинистые и смолистые нефти, с целью увеличения растворимости парафина и смол и их выносе потоком нефти на поверхность.

Применением механических методов воздействия на ПЗП в теории можно получить больший КИН, чем при использовании глинокислотных растворов. Примером механического метода воздействия на ПЗП является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Основными преимуществами данного метода является возможность применения на площадях с разнообразным геологическим строением и низкая стоимость рабочей жидкости. Несмотря на это метод ГРП имеет существенные недостатки: неконтролируемый процесс создания трещины в породе и риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды.

Так же выгодным отличием применения технологии глинокислотной обработки является тот факт, что ее можно применять на поздних стадиях разработки месторождений. Поэтому применение предложенной технологии с грамотно подобранной рецептурой ГКС является приемлемым методом воздействия на пласт в условиях Западной Сибири.

### **3.4 Планирование выпускной квалификационной работы**

#### **3.4.1 Структура работ в рамках выпускной квалификационной работы**

Планирование комплекса предполагаемых работ проводится в следующем порядке:

1. определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
2. определение участников каждой работы;
3. установление продолжительности работ;
4. построение графика проведения исследований в рамках ВКР.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках ВКР и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок

составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания для ВКР	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления ВКР	2	Выбор направления	Научный руководитель, студент.
	3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент.
	4	Анализ литературных источников	Студент
Оформление отчета по ВКР	5	Написание основных разделов ВКР	Научный руководитель, студент.

### 3.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Проведем расчет трудоемкости выполнения работ. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ож i}$  используем следующую формулу:

$$t_{ож i} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (3.1)$$

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

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

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

Далее, исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i}, \quad (3.2)$$

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

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

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

Следующим шагом переведем длительность каждого из этапов работ из рабочих дней в календарные:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3.3)$$

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

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности, который находится по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (3.4)$$

Полученные значения сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 - Временные показатели проведения ВКР

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{max}}$ , чел-дни	$t_{\text{ожi}}$ , чел-дни			
Разработка технического задания для ВКР	3	7	4,6	Научный руководитель	5	7
Выбор направления ВКР	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	5	7
Календарное планирование работ по теме	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	5	7
Анализ литературных источников	25	50	35	Студент	35	52
Оформление отчета по ВКР	14	21	16,8	Студент	17	25
	3	5	3,8	Научный руководитель	4	6
<b>Итого:</b>					71	105

На основании результатов таблицы 3.7 составим календарный план. Календарный план представляет собой оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы построена диаграмма Ганта (табл. 3.8). На данной диаграмме работы по теме представлены протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Таблица 3.8 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февраль			март			апрель			май			июнь
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Разработка технического задания для ВКР	Научный руководитель	7	■												
2	Выбор направления ВКР	Научный руководитель, студент	7		■											
			7		■											
3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент	7			■										
			7			■										
4	Анализ литературных источников	Студент	52				■									
5	Оформление отчета по ВКР	Научный руководитель, студент	6													■
			25										■			

■ - научный руководитель ■ - студент

### 3.5 Бюджет исследования в рамках ВКР

#### 3.5.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта (табл. 3.9).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (3.5)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении ВКР;

$N_{расxi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 3.9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z <sub>М</sub> ), руб.
Ксерокопия статей из НТБ	лист	15	3	45
Покупка электронной версии статьи	шт.	2	400	800
<b>Итого:</b>				845

### 3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Данная статья включает затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.) и программного обеспечения, которое необходимо для проведения работ по данной тематике.

В рамках ВКР никакого специального оборудования и программного обеспечения для проведения исследования не приобреталось.

### 3.5.3 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка исполнителя (Студент), и руководителя (Старший преподаватель) взята в соответствии с приказом № 16544 от 18.12.19 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 12130 и 26050 рублей.

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (3.6)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (3.7)$$

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

$T_p$  - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска;

$F_d$  - действительный годовой фонд рабочего времени персонала, рабочих дней (табл. 3.10).

Таблица 3.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	27	91
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	8	29
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный фонд рабочего времени	19	62

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot k_p, \quad (3.9)$$

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для г. Томск).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб
Научный руководитель	26050	1,3	33865	1642,5	19	31206,7
Студент	12130	1,3	15769	789,9	62	48975,4
<b>Итого:</b>						80182,0

Общие затраты на основную заработную плату персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 80182,0 рублей.

### 3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (3.10)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 - 0,15)

Расчёт дополнительной заработной платы приведён в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{осн}}$ , руб	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$ , руб
Научный руководитель	31206,7	0,12	3744,8
Студент	48975,4	0,12	5877,1
<b>Итого:</b>			9621,9

### 3.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (3.11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Размер страховых взносов на 2020 год составляет 30,2%. Информация по отчислениям во внебюджетные фонды сведена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Сумма отчислений, руб
Научный руководитель	31206,7	3744,8	10555,3
Студент	48975,4	5877,1	16565,5
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2		
<b>Итого:</b>			27120,8

### 3.5.6 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:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum Z_i, \quad (3.12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (845 + 80182,0 + 9621,9 + 27120,8) = 18843,2 \text{ руб.}$$

### 3.5.7 Формирование бюджета затрат ВКР

Рассчитанная величина затрат на выполнение выпускной квалификационной работы является основой для формирования бюджета (табл. 3.14).

Таблица 3.14 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты	845	Пункт 4.5.1
2. Затраты на специальное оборудование	0	Пункт 4.5.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	80182,0	Пункт 4.5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9621,9	Пункт 4.5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	27120,8	Пункт 4.5.5
6. Накладные расходы	18843,2	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат ВКР	136612,9	Сумма ст. 1-6

Суммарный бюджет затрат ВКР составил 136612,9 рублей.

## 3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Анализ потенциальных потребителей технологии воздействия на пласт глинокислотой показал, что благодаря физико-химическим свойствам раствора глинокислоты рассматриваемая технология может эффективно использоваться на месторождениях Западной Сибири с терригенными коллекторами.

Несмотря на ряд угроз, которые связаны с возможностью остановки процесса закачки и рисками загрязнения окружающей среды, построенные

интерактивные матрицы проекта позволяют отметить высокую актуальность технологии глинокислотной обработки.

Проведенный анализ конкурентных методов показал, что применение технологии обработки ПЗП глинокислотой имеет ряд преимуществ, позволяющий ему выгодно отличаться от других методов и эффективно выполнять свои главные задачи – восстанавливать естественную проницаемость и увеличивать производительность скважин.

Таким образом, применение технологии обработки ПЗП глинокислотными составами является перспективным методом, который эффективен как с технической, так и экономической точки зрения.

### **Вывод по разделу**

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ потребителей технологии глинокислотной обработки ПЗП, выделены слабые и сильные стороны применения данной технологии, построены интерактивные матрицы. Отмечены высокая актуальность их применения и высокая эффективность рассматриваемой технологии как с технической, так и экономической точки зрения. Определен полный перечень работ, проводимых при выполнении ВКР. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 112 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 128498,7 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на заработную плату.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Г	Савенкову Никите Вячеславовичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Комплексный анализ технологии глинокислотной обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является воздействие глинокислоты на призабойную зону скважин. Область применения: месторождения Западной Сибири.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</li> <li>– Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»</li> <li>– ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – Повышенный уровень шума на рабочем месте. Опасные факторы: – Повышенное значение напряжения; – Токсичные вещества в рабочей зоне.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы углекислого газа и метана); Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы химических реагентов и промывочных жидкостей); Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация кислот, щелочей и технических жидкостей).

<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций;</li> <li>– утечки рабочего агента;</li> <li>– возникновение пожара.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– нарушение герметичности трубопровода или нагнетательных линий, сопровождающееся утечкой рабочего агента.</li> </ul>
---------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Савенков Никита Вячеславович		

## **4 Социальная ответственность**

При проведении обработки призабойной зоны пласта глинокислотными композициями используются агрегаты и оборудования. Сам процесс заключается в воздействии различных химических веществ (соляная и плавиковая кислота) на ПЗП под высоким давлением (от 10 до 30 МПа). При выполнении данного технологического процесса необходимо строго соблюдать технику безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору [35].

Работы по обработке ПЗП глинокислотными композициями проводятся на открытых кустовых площадках месторождений АО «Томскнефть» ВНК, которые расположены в Западной Сибири. Для данной нефтедобывающей компании характерна отличительная черта географии – это разбросанность месторождений, которые находятся в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. В административном отношении месторождения находятся на территории двух субъектов РФ: в Томской области и в ХМАО-Югре.

### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовое регулирование труда рабочих в нефтегазовой отрасли в РФ соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [36], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Также, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

В качестве характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли, можно выделить следующее:

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

Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

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

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 [37]);
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ);

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

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны

соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3 % раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма). На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, плавиковой кислоты и т.д.) должен быть аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты.

#### **4.2 Производственная безопасность при проведении глинокислотной обработки**

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ, при проведении глинокислотной обработки могут присутствовать опасные и вредные факторы. К вредным факторам относится повышенный уровень шума на рабочем месте. В качестве опасных факторов можно выделить повышенное значение напряжения и токсичные вещества [38]. Данные опасные и вредные факторы приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Опасные и вредные факторы при обработке глинокислотой

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовле- ние	Эксплуата- ция	
1. Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [39].

#### Продолжение таблицы 4.1

2. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [40].
3. Токсичные вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [41].

#### 4.2.1 Анализ вредных производственных факторов

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ вредным фактором при проведении обработки ПЗП глиноокислотой является физический фактор, такой как повышенный шум на рабочем месте.

Работа насосных и кислотных агрегатов сопровождается повышенным шумом, который оказывает негативное воздействие на органы слуха. Высокая интенсивность шума может привести как к острым нейросенсорным эффектам, т.е. головокружение, звон в ушах и снижение слуха, так и к физическим повреждениям. В качестве физических повреждений можно выделить поражение среднего уха и улитки, а также чрезмерные шумы могут привести к разрыву барабанной перепонки с кровотечением. Стоит отметить, что шум может угнетать иммунные реакции организма, и, в результате, снижаются его защитные функции. Чтобы не допустить такого негативного влияния на организм человека, шум не должен превышать определенных значений напряженности. Так, согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах не должен превышать 80 дБА (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [39]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65

#### Продолжение таблицы 4.2

Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение негативного воздействия шума на организм рабочего заключается в использовании средств индивидуальной защиты (СИЗ) таких, как противошумные вкладыши и наушники. Также, проводят улучшение конструкции агрегатов или изменяют технологический процесс.

#### 4.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Опасными факторами при глинокислотной обработке, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ, являются повышенное значение напряжения и токсичные вещества в рабочей зоне.

##### 1) Повышенное значение напряжения.

Рабочий, находясь на кустовой площадке, может быть подвержен поражению электрическим током при взаимодействии со станцией управления, кабелем и другими элементами, которые проводят ток. В результате, организм человека может получить электрические травмы, удары и даже смерть.

Выделяют следующие виды воздействия тока на организм человека:

- термическое воздействие (электрический ожог);
- электролитическое воздействие (нарушение химического состава тканей и кожи);
- биологическое воздействие (сокращение мышц);
- механическое воздействие (разрыв нервных тканей, кровеносных сосудов, вывих суставов и перелом костей) [40].

В таблице 4.3 приведена классификация видов воздействия различных сил тока на организм человека.

Таблица 4.3 – Воздействие различных сил тока на организм человека [40]

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

Для обеспечения защиты работников от поражения электрическим током используют защитное заземление металлических поверхностей, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции и зануление, т.е. защитное отключение. Каждый работник должен при себе иметь диэлектрические перчатки, диэлектрические ботинки и инструменты с изолированными рукоятками. Зона, которая потенциально может находиться под напряжением, должна быть оснащена знаками безопасности и предупредительными плакатами.

## 2) Токсичные вещества в рабочей зоне.

Процесс обработки ПЗП глинокислотными композициями заключается в закачивании в скважину агрессивных химических реагентов, таких как плавиковая и соляная кислоты. Фтор, содержащийся в плавиковой кислоте, может служить причиной отека легких и острых отравлений при концентрации выше предельно-допустимых концентраций (ПДК). Также, на рабочих местах возможно возникновение оксида углерода СО, т.е. угарного газа. Данный газ встречается в попутном газе и образуется при неполном сгорании топлива. С увеличением концентрации этих токсичных веществ в воздухе вблизи рабочей зоны усиливается их негативное воздействие на организм рабочего.

Содержание вредных и токсичных веществ в газовой среде не должно превышать ПДК. Под ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны понимаются такие концентрации, которые не вызывают у работников заболеваний или отклонений в состоянии здоровья как при проведении работ, так и в дальнейшей жизни. В таблице 4.4 приведены допустимые

концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ согласно ГН 2.2.5.3532–18.

Таблица 4.4 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [41]

Показатели	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углеводороды предельные C <sub>2</sub> – C <sub>10</sub>	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Оксид углерода	20	4
Соляная кислота	5	2
Плавиновая кислота, БФФА	0,5	2

По степени воздействия на организм человека вещества, согласно ГН 2.2.5.3532–18, вещества подразделяются на 4 класса опасности (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека [41]

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

Операторы по химической обработке скважин, работающие с кислотными составами, должны быть обеспечены защитными очками, спецодеждой, перчатками из кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами. Также, каждый работник должен иметь при себе противогаз.

#### **4.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

При соблюдении инструкции по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин процесс кислотной обработки будет безопасным для работающего персонала.

##### **1) Требования безопасности перед проведением работ.**

Перед проведением работ оператор должен провести проверку исправности насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А, а также, проверить наличие пожарного инвентаря. Рабочее место устья скважины должно находиться в чистоте и порядке и не загромождено посторонними предметами. Согласно ИПБОТ 137-2008, насосный агрегат устанавливают на расстоянии не менее 10 м от скважины, кабиной от устья с наветренной стороны. Производится проверка на герметичность нагнетательных линий, путем опрессовки водой на полуторакратное рабочее давление. Если при подготовке рабочего места обнаружены неисправности технологического оборудования, необходимо сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [42].

##### **2) Требования безопасности во время работы.**

Во время работы по закачке химреагентов в скважину необходимо: обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра, разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место, не допускать утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов. Производить ремонт коммуникации и трубопровода во время работы строго запрещается.

В случае попадания химреагентов на незащищенные участки тела необходимо промыть эти участки проточной водой. При проведении работ по закачке кислотных композиций в скважину оператор становится с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. Применение открытого огня для отогрева замерзших трубопроводов и оборудования на кустовой площадке строго запрещается, так

как существует риск возникновения пожара и взрыва. Закачка химреагентов проводится при достаточной освещенности рабочих мест, не менее 25 лк.

### 3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ оператор должен привести рабочее место в порядок, собрать и уложить инструмент, коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ (спецодежда, перчатки из кислотоупорной ткани, резиновые сапоги) и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [42].

## 4.3 Экологическая безопасность

Проведение обработки ПЗП кислотными композициями может служить причиной загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). Согласно оценкам, основная часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75%. Около 20 % углеводородных загрязнений фиксируется в поверхностных и подземных водах, а в почве накапливается 5 %.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [43].

### **Защита атмосферы**

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождаются выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Необходимо проводить мероприятия по охране атмосферы.

В качестве основных мероприятий по охране атмосферы можно выделить следующее:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

### **Защита гидросферы**

В ходе проведения обработки ПЗП кислотами может произойти негативное воздействие на гидросферу. В качестве примера можно выделить следующие воздействия:

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

Чтобы избежать экологических проблем такого рода, необходимо принимать меры по защите гидросферы. К таким мероприятиям можно отнести: полную герметизацию оборудования и трубопровода; утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию

сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

### **Защита литосферы**

Одним из результатов проведения КО является загрязнения почвенного и растительного покрова утечками кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов. А также может наблюдаться плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Во избежание дополнительных загрязнений ПЗП из-за некачественно проведённых операций, ведется полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ. Одним из способов уменьшения экологического ущерба для литосферы является проведение операций по ОПЗ по замкнутой схеме, т.е. с использованием герметизирующих сальниковых устройств, быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей в почву. Если, в результате операций по ОПЗ, почва загрязнена нефтепродуктами или химическими реагентами, то необходимо проводить мероприятия по рекультивации земель.

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

При утилизации отходов химических реагентов следует учитывать то, что существуют химические реагенты, которые при смешивании между собой могут образовывать осадки, гели и газы. Результатом такой совместной утилизации химических реагентов может служить резкое ухудшение состояния почвы.

## **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На объектах нефтедобычи могут происходить аварии и для их предотвращения и быстрой ликвидации составляются планы по ликвидации

возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

В ходе проведения работ по кислотной обработке скважин возможно возникновение чрезвычайных ситуаций. В частности, возможны следующие ситуации: неисправность оборудования (поломка), нарушение герметичности трубопровода, возникновение пожара. А также, несчастные случаи, связанные с неосторожностью и невнимательностью рабочего: переломы, ушибы и ожоги кислотными композициями.

В случае неисправности оборудования, которая может угрожать безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, необходимо немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При нарушении герметичности трубопроводов нагнетания кислоты в скважину работник обязан немедленно надеть СИЗ, прекратить работы, выключив подачу химических реагентов, и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

При возникновении пожара на рабочем месте необходимо последовательно выполнять следующие действия: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь пострадавшему согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора и оказать ему первую доврачебную помощь.

## **Вывод к разделу**

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

Рассмотрены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, основные правовые и организационные вопросы безопасности.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена технология глинокислотной обработки в условиях Западной Сибири, приведены основные виды загрязнений призабойной зоны терригенных пластов и причины их возникновения. Также, рассмотрены меры по повышению эффективности обработки пластов глинокислотой.

Сделаны следующие выводы:

1. Обработка ПЗП глинокислотными композициями является сложным технологическим процессом, который сопряжен с различными трудностями;
2. Рецептура ГКР должна соответствовать литолого-физической характеристике пласта;
3. Эффективность ГКО терригенных коллекторов определяется геолого-технологическими факторами;
4. Использование различных химических реагентов (ингибиторы, растворители и ПАВ) повышает эффективность проведения ГКО;
5. Оптимальная продолжительность реагирования ГКР в пласте изменяется в пределах 8-12 ч.

Проведен анализ потребителей технологии глинокислотной обработки ПЗП, выделены слабые и сильные стороны применения данной технологии. Определен полный перечень работ, проводимых при выполнении ВКР. Максимальная длительность выполнения работы составила 112 календарных дней, а суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 128498,7 рублей.

Изучены требования производственной безопасности при осуществлении глинокислотной обработки пласта. Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, а также основных причин ухудшения экологии при обработке призабойной зоны глинокислотой.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Силин М. А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. – 2011.
2. Сидоровский, В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В. А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256 с.
3. Гайворонский И. Н., Леоненко Г. Н., Замахаев В. С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – Геоинформцентр Геоинформ, 2003.
4. Ханин В. А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – Недра, 1979.
5. Магадова Л. А. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе. Магадова ЛА Давлетов ЗР, Пахомов МД, Мурзатаева МК, Дингес ВЮ–РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина //РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина. – 2012.
6. Черников О.А. Комплекс методов количественного изучения песчано-алевритовых пород в связи с оценкой их коллекторских свойств // Литологические исследования пород-коллекторов в связи с разведкой и разработкой нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1970. – С. 26 – 48.
7. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. М.: Недра, 2001. – 543 с.
8. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.
9. Дияшев Р.Н. Бурение скважин со вскрытием продуктивных пластов на депрессии: опыт ОАО «РИТЭК» в Татарстане / Р.Н. Дияшев, А.С. Якимов // Нефтяное хозяйство. 2005. №11. – С. 28-34.

10. Гайворонский И.Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование / И.Н. Гайворонский, Г.Н. Леоненко, В.С. Замахаев. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 364 с.
11. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Мардашов Дмитрий Владимирович. - Санкт-Петербург, 2008. – 130 с.
12. Давлетов З. Р. Разработка и исследование фторсодержащих кислотных составов, не вызывающих образования осадков в терригенном пласте: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / З.Р. Давлетов. - М.: 2016. - 139 с.
13. Люшин, С. Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения: Обзорная информация. Серия «Нефтепромысловое дело» / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галеева, Ю. В. Антипин, А. Ш. Сыртланов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Выпуск 11 (29). – 100 с.
14. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
15. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков, Ф. Р. Хайдаров, А. В. Емельянов, М. В. Голубев, Л. Е. Каштанова, К. В. Чернова, Д. Е. Бугай, А. Б. Лаптев. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
16. Нго Т. Т. Исследование процесса набухания глинистых пород //Кадастр недвижимости и мониторинг природных ресурсов. – 2015. – С. 215-219.
17. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Альмусаи А. Х., Вазеа А. А. Ш. А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин //Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки. – 2018. – С. 47-52.

18. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
19. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
20. Баталов Д. А. и др. Методические аспекты дизайна глинокислотных обработок призабойных зон скважин //Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – №. 3. – С. 47.
21. Зайцев Ю. В., Кроль В. С. Кислотная обработка песчаных коллекторов //М.: Недра. – 1972.
22. Калинин В. Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глинокислотной обработки терригенных коллекторов //Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. – 2007. – Т. 7. – №. 1.
23. Подопригора Д. Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенной карбонатностью //Петерб. гос. гор. ун-т. – 2016.
24. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Середа Н.Е. и др. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104 с.
25. Киселев К.В. Физические и химические процессы взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти: Дис... к.х.н. – Тюмень, 2004. – 145 с.
26. Магадова, Л. А. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора / Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, М. Д. Пахомов, З. Р. Давлетов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 31-36.
27. Глущенко, В. Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В. Н. Глущенко, М. А. Силин. Под ред. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.

28. Сидоровский В.А. Глинокислотные обработки скважин в Западной Сибири. Нефтепромысловое дело. 1971. № 11. – С. 32-35.
29. Kunze, K. R. Acidizing Sandstone Formations With Fluoboric Acid / K. R. Kunze, C. M. Shaughnessy // SPE Journal. – February 1983. – P. 65-72.
30. Кислотная композиция «Химеко ТК-2» для низкопроницаемых терригенных коллекторов / Л.А. Магадова, М.А. Силин, Э.Ю. Тропин и др. // Нефтяное хозяйство. 2003. № 5. – С. 80-81.
31. Ziauddin M. Method for characterizing secondary and tertiary reactions using reservoir cores/M. Ziauddin, M. Gillard, B. Lecerf et al.// SPEPF. - 2005. - Vol.20. - No.2. - P. 106-114.
32. Решетников, С. М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов / С. М. Решетников. – Л.: Химия, 1986. – 144 с.
33. Рабинович В.А., Хавин З.Я. Краткий химический справочник. Изд. 2-е, испр. и доп. Л.: Химия, 1978. С. 269.
34. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно – методическое пособие.– Издательство Томского политехнического университета.- 2014.-37с.
35. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018).
37. Постановление П.Р.Ф. Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда.

38. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
39. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
40. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
41. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
42. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
43. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.