

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 – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование коррозионных процессов бурового оборудования в жидкостях заканчивания скважин

УДК 622.24.06:620.193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в <i>интернациональной среде</i> , разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

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 (специальность) – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич

Тема работы:

Исследование коррозионных процессов бурового оборудования в жидкостях заканчивания скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: процесс деструкции сшитого геля гидроразрыва. Область применения: концентрация растворов, позволяющих минимизировать износ и коррозию внутрискважинного оборудования.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Аналитический обзор литературы 1.1 Виды коррозии 1.2 Методы борьбы с коррозией на нефтепромысловом оборудовании 1.3 Коррозионные поражения подземного оборудования 1.4 Жидкости заканчивания скважин 1.5 Заключение по литературному обзору

	2 Экспериментальная часть 2.1 Методика лабораторных испытаний 2.2 Оборудование, материалы и реактивы, используемые для проведения эксперимента 2.3 Подготовка измерений 2.4 Проведение испытаний 2.5 Расчёт результатов измерений 2.6 Анализ полученных экспериментальных данных 2.7 Выводы по экспериментальной части
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор, д.т.н., Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, к.п.н., Гутарева Н.Ю.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:
Investigation of corrosion processes of drilling equipment in well completion fluids

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

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	<i>1. Работа с информацией, представленной в аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	<i>2. Подбор методики расчета показателей.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	<i>3. Выбор исходных данных, в том числе: норм расхода материалов, тарифных ставок заработной платы, а также размера страховых отчислений.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	<i>SWOT-анализ проекта</i>
2. Планирование и формирование график научных научно-исследовательской работы.	<i>Линейный календарный график выполнения работы</i>
3. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательской работы	<i>1. Матриальные затраты научно-технического исследования (НТИ); 2. Основная заработная плата исполнителей темы; 3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы; 4. Отчисления на социальные нужды. 5. Бюджет НТИ.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Матрица SWOT 2. Линейный календарный график проведения НТИ 3. Бюджет НТИ</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Технология строительства нефтяных и газовых

Тема ВКР:

Исследование коррозионных процессов бурового оборудования в жидкостях заканчивания скважин	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования: процесс потери массы металлических пластин в жидкостях различных сред с течением времени..</i></p> <p><i>Метод и средства исследования: аналитические и экспериментальные (лабораторные).</i></p> <p><i>Область применения: концентрация растворов, позволяющих минимизировать износ и коррозию внутрискважинного оборудования.</i></p> <p><i>Рабочая зона: лаборатория технических жидкостей.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Инструкция №13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами.</i></p> <p><i>Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы».</i></p> <p><i>Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".</i></p> <p><i>Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 № 426-ФЗ.</i></p> <p><i>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</i></p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p>	<p><i>Проанализировать вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - пониженная влажность воздуха;

<p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> - температура воздуха в лаборатории; - отсутствие или недостаток естественного света; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - загазованность воздуха рабочей среды; - повышенная температура поверхности оборудования. <p>Проанализировать опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химические (раздражающие и токсические); - электрический ток. <p>Рассмотреть источники опасностей, воздействие на человека, нормирование, мероприятия по защите от данных факторов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Влияние объекта исследования на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химическое загрязнения почв в результате разлива химикатов. <p>Влияние объекта исследования на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - рост концентрации ионов тяжелых металлов в поверхностных водах в результате воздействия химических реагентов на почву и ее составляющие. <p>Влияние объекта исследования на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - испарения кислот. <p>Влияние процесса исследования на окружающую среду выражены также загрязнением водных ресурсов и почв.</p> <p>Рассмотреть влияние вышеописанных факторов на окружающую среду и предложить возможные мероприятия и средства защиты окружающей среды от данных факторов.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>В качестве наиболее распространенной ЧС в лаборатории принимается пожар. Необходимо описать возможные причины данной ЧС, рассмотреть мероприятия по предотвращению ЧС, а также составить план действий на случай, если ЧС уже случилась.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич		

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 (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31 декабря 2020	1. Проведение литературного обзора	
1 марта 2021	2. Утверждение методики проведения исследования и обработки данных	
10 мая 2021	3. Проведение экспериментов по изменению структуры и массы металлических пластин в различных растворах	
10 июня 2021	4. Анализ полученных экспериментальных данных, промежуточная аттестация	
	5. Предварительная защита диссертации	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 33 рисунка, 19 таблиц, 69 литературных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: коррозия, установка погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), стеклопластиковые трубы (СПТ), лакокрасочные материалы (ЛКМ), ингибиторы, специальное погружное кабельное устройство (СПКУ), жидкости заканчивания, насосно – компрессорные трубы (НКТ).

Объектом исследования является процесс потери массы металлических пластин в жидкостях различных сред с течением времени.

Цель работы – исследование влияния жидкостей различных сред на металл, выявление закономерностей.

Задачи работы:

- произвести литературный обзор источников по данной теме магистерской диссертации;
- определить методику проведения экспериментальной части работы;
- провести эксперименты с выбранными образцами;
- обработать полученные экспериментальные данные;
- сделать вывод.

В качестве основного оборудования в ходе работы использовали весы аналитические, образцы – свидетели – пластины прямоугольной формы из углеродистой стали, полиэтиленовые испытательные ячейки.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы основные факторы, влияющие на потерю массы металлических пластин. Исследована эффективность ингибиторов в различных средах. Изучены существующие разновидности коррозии. Описаны методики проведенных экспериментов, проведена обработка полученных данных. Проанализированы и выявлены закономерности потери массы при одинаковой температуре в одной среде, но при различных концентрациях.

Область применения: внутрискважинное оборудование при бурении.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе использованы некоторые термины с соответствующими определениями:

насосно – компрессорные трубы (НКТ) – служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

установка погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) – это насосы предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси.

коррозия – самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Разрушение по физическим причинам не является коррозией, а характеризуется понятиями «эрозия», «истирание», «износ».

В данной работе использованы некоторые обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

НКТ – насосно – компрессорные трубы; УЭЦН – установка погружных электроцентробежных насосов; ЛКМ – лакокрасочные материалы; СПКУ – специальное погружное кабельное устройство; ПЭД – погружной электрический двигатель; ИСО – ингибитор солеотложений; ГЗ – гидрозащита; ТР – тампонажный раствор; т.е. – то есть; т.д. – так далее; др. – и другие.

Оглавление

Введение.....	14
1. Аналитический обзор литературы.....	16
1.1 Виды коррозии.....	16
1.1.2 Виды коррозии по механизму процесса	17
1.1.3 Виды коррозии в зависимости от типа агрессивной среды.....	18
1.2 Методы борьбы с коррозией на нефтепромысловом оборудовании	27
1.2.1 Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления	33
1.2.2 Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин.....	36
1.3 Коррозионные поражения подземного оборудования.	38
1.3.1 Основные виды коррозии УЭЦН.....	42
1.3.2 Разновидности локальной коррозии	43
1.4 Жидкости заканчивания скважин.....	45
1.4.1 Буровой раствор	45
1.4.2 Буферная жидкость	49
1.4.3 Тампонажный раствор	51
2. Экспериментальная часть.....	56
2.1 Методика лабораторных испытаний.....	57
2.2 Оборудование, материалы и реактивы, используемые для проведения эксперимента.	57
2.3 Подготовка измерений.....	58
2.4 Проведение испытаний.....	58
2.5 Расчёт результатов измерений.....	59
2.6 Анализ полученных экспериментальных данных	59
2.7 Результаты и их обсуждение.....	59
2.7.1 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических образцов в солях различных концентраций при комнатной температуре	60

2.7.2 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в соли 25% раствора NaCl с образцами ингибиторов при комнатной температуре.....	65
2.7.3 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в 12% растворе кислоты HCl с образцами ингибиторов при комнатной температуре.....	66
2.7.4 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в глинистом растворе с образцами ингибиторов при комнатной температуре.....	68
2.8 Вывод по экспериментальной части	69
3. Социальная ответственность	70
3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
3.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	72
3.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	74
3.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	78
3.3 Экологическая безопасность.....	81
3.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (ЧС).....	83
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	88
4.1 SWOT-анализ.....	88
4.2 Планирование научно-исследовательской работы.....	90
4.2.1 Структура работы в рамках научного исследования	90
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	91
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	92
4.3 Бюджет научно-технического исследования	95
4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	95
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	95

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	97
4.3.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	98
4.3.5 Оценка эффективности применения различных брейкерных систем	98
Заключение	100
Список используемой литературы	101
Приложение I.....	107

Введение

В основном коррозия нефтепромыслового оборудования возникает и протекает по электрохимическому механизму при контакте водной минерализованной среды с металлом.

Оборудование подвергается коррозии из-за одновременного воздействия множества факторов. К таким факторам можно отнести:

- высокую обводненность скважин;
- увеличение выноса механических примесей и солей;
- увеличение скорости движения пластовой жидкости;
- увеличение напряжений и токов в кабельных линиях [1].

Помимо этого, есть и другие факторы риска коррозии на трубопроводах – режим транспортировки, состояние внешней стенки металла трубопровода, температура и т.п.

Эти факторы являются основными, они могут оказывать влияние на скорость коррозии – в некоторых случаях повышать или снижать ее. Но независимо от этого, самая главная опасность и принципиальная возможность промышленных трубопроводов основывается на наличие в составе транспортируемых по ним сред водной фазы.

Этот процесс является причиной возникновения многих аварий и отказов, которые в свою очередь приносят значительные потери и негативно влияют на экологическую ситуацию в зоне работоспособности нефтепромысловых объектов. Так, например, по причине коррозии львиная доля отказов УЭЦН, которые обеспечивают основополагающую часть нефтедобычи, возрастает с увеличением срока функционирования оборудования. Распределение причин отказов установок электроприводных центробежных насосов приведено на Рисунке 1.

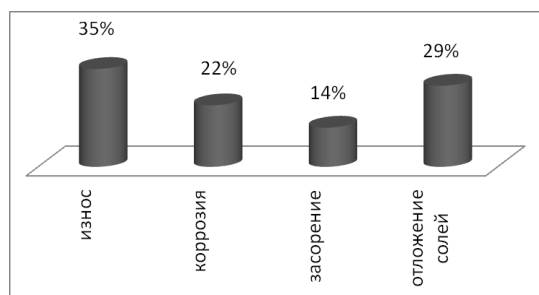


Рисунок 1 - Распределение причин отказов УЭЦН при наработке до отказа свыше 300 суток

Основной ущерб, который причиняет коррозия, зависит от прямых потерь, к которым будет относиться стоимость изготовления и замены оборудования, по причине выхода из строя, расходы, потраченные на мероприятия антикоррозионной защиты, но еще больший ущерб нефтепромысловому оборудованию могут принести косвенные затраты.

К косвенным расходам могут относиться экономические потери из-за простоя оборудования и потерь мощности, затраты, необходимые на ликвидацию аварий, серьезные нарушения в системе разработки месторождения и снижение качества, добываемой продукции, по одной единственной причине – коррозии. Косвенные затраты могут быть куда опаснее и превышать прямые в несколько раз [2].

Для того, чтобы провести мероприятия по ликвидации последствий аварий, необходимы значительные экономические вложения. Обработка экспертных оценок продемонстрировала, что ущерб от коррозии составляет более 5 % от ВВП. В диапазоне 2–4 % от валового внутреннего продукта находится показатель в других странах [3].

Если обратиться к исследованиям Э.З. Ягубова, то более 50 % трубопроводов, по которым перенаправляют агрессивные среды несут срок службы от одного месяца до двух лет [5]. Если взять среднюю цену трубной стали на рынке 35 тысяч рублей на тонну, то затраты нефтегазодобывающих компаний только лишь на замену стальных трубопроводов составят около 12 млрд рублей в год [4].

1. Аналитический обзор литературы

1.1 Виды коррозии

Химические и физико-химические реакции, которые могут возникать в момент взаимодействия металлов и сплавов с окружающей средой, в подавляющем количестве случаев приводят их к самопроизвольному разрушению. Процесс саморазрушения констатируется собственным термином – «коррозия». Следствием коррозии будет являться существенное ухудшение свойств металла, впоследствии изделия очень быстро выходят из строя [7]. Любой металл имеет в наличии свойства, позволяющие ему сопротивляться разрушению. Химическое сопротивление материала или, как ее еще называют, коррозионная стойкость, является одним из основных критериев, по которым происходит отбор сплавов и металлов для изготовления изделий [3].

Металл может быть подвергнут как частичному, так и полному разрушению, это зависит от интенсивности, а также длительности коррозионного процесса. Взаимодействие коррозионной среды с металлом приведёт к возникновению на поверхности металла таких вредителей, как оксидная пленка, окалина и ржавчина. Такие явления отличаются не только внешним видом, а также степенью адгезии с поверхностью металлов [5]. Например, если взять алюминий, то в процессе окисления такого металла поверхность покрывается пленкой оксидов, которые отличаются высокой прочностью. За счёт этой пленки разрушительные процессы купируются и не проникают вовнутрь. А если говорить о такой проблеме как ржавчина, то результатом ее воздействия будет являться образование рыхлого слоя. Это будет способствовать скорейшему разрушению, так как процесс коррозии в данном случае очень быстро проникает во внутреннюю структуру металла [6].

Основные показатели классификации коррозионных процессов [7]:

- вид коррозионной среды;
- условия и механизм протекания;
- характер коррозионных разрушений;
- вид дополнительных воздействий на металл.

1.1.2 Виды коррозии по механизму процесса

Различают как химическую, так и электрохимическую коррозию металлов и сплавов по механизму коррозионного процесса [5].

Химическая коррозия – это взаимодействие коррозионной среды с металлом, в процессе которого наблюдается одновременное осуществление окисления металла и восстановление окислительного компонента среды. Продукты, которые между собой взаимодействуют не разделены пространственно [8].

Электрохимическая коррозия – это взаимодействие коррозионно-активной среды с металлом, представляющей собой раствор электролита. Из определения следует, что процесс ионизации атомов металла и процесс восстановления окислительного компонента определенной коррозионной среды осуществляется в разных актах. Существенное влияние на скорость этих процессов оказывает электродный потенциал раствора электролита (Рисунок 2) [9].

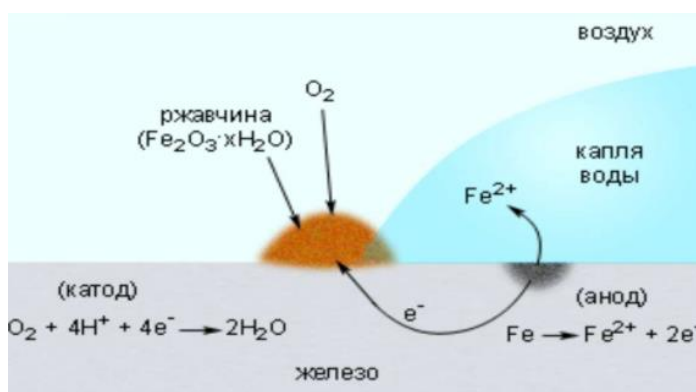


Рисунок 2 – Механизм электрохимической коррозии

Биохимическая коррозия – это процесс, который связан с воздействием на материал микроорганизмов, выделяющих вещества для ускорения процесса коррозии. При этом металл служит для этих микроорганизмов питательной средой и как следствие может разрушаться. Такой процесс в чистом виде встречается довольно редко, поэтому при анализе причин разрушения различных конструкций, которые связаны с биохимической коррозией, их обычно относят к разрушениям, связанным с электрохимической коррозией [10].

1.1.3 Виды коррозии в зависимости от типа агрессивной среды

Атмосферная коррозия – это саморазрушение металлов в воздушной атмосфере, либо в газовой атмосфере, которая в свою очередь отличаются повышенной влажностью (рис.3) [9].

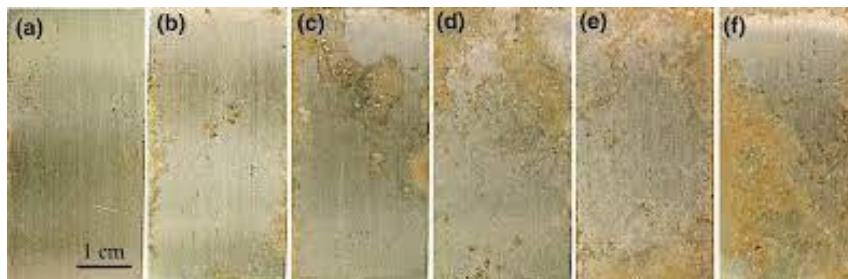


Рисунок 3 – Пример атмосферной коррозии

Газовая коррозия представляет собой коррозию металлов, возникающая в газовой среде и содержит минимальное количество влаги. Отсутствие влаги в газовой среде не является единственным условием, способствующим саморазрушению металла. Помимо отсутствия влаги коррозия возможна и при достаточно высоких температурах. В нефтехимической и химической промышленности данный вид коррозии встречается наиболее часто (рис 4) [11].



Рисунок 4 – Пример газовой коррозии

Радиационная коррозия – саморазрушение металла под воздействием на него радиоактивного излучения разной степени интенсивности.

Подземная коррозия представляет собой коррозию, которая берет свое начало в почвах и различных грунтах.

С увеличением содержания в почве влаги, повышается ее агрессивность, но если влаги более 15... 18%, то агрессивность почвы начнет снижаться из-за сложностей с доставкой кислорода. Песчаные почвы являются более агрессивными по сравнению с глинистыми. Наиболее повышенной агрессивностью хочется отметить кислые ($pH = 3..4$) и щелочные ($pH = 10.. 12$) почвы [12].

С увеличением глубины залегания металлоконструкций, скорость коррозии увеличивается, но не беспредельно. Коррозия протекает в почве с кислородной деполяризацией. Не исключена возможность протекания водородной деполяризации кислых почвах. В основном возникновение коррозионных пар говорит о неравномерности доступа кислорода к участкам металлоконструкций по причине разной глубины залегания или разнородностью структуры почвы [13]. При всём этом весьма на большие расстояния могут быть разделены анодные и катодные участки (сотни метров и километры).

Локальное разрушение металлов в виде питтинга, язв и раковин будет характерно для локальной коррозии (рис 5) [9].



Рисунок 5 – Пример подземной коррозии

Контактная коррозия – это вид коррозии, образованию которого включает контакт нескольких металлов, которые отличаются стационарными потенциалами в каком – то конкретном электролите.

Если обуславливать всё научным языком, то компромиссный потенциал реализуется при контактной коррозии на поверхности обеих

составляющих системы, который определяется пересечением суммарных анодной и катодной поляризационных кривых. В свою очередь скорости растворения обеих составляющих системы при этом потенциале будут отличаться от индивидуальных скоростей растворения каждой из составляющих в том же растворе [14].

Ну, а если говорить простым языком, то места, в которых соединены нержавеющие и углеродистые сплавы начнут распространять от себя ржавчину, включая оба изделия, а скорость коррозии будет существенно превышать обычные показатели «оржавления» каждого из металлов (рис 6) [9].



Рисунок 6 – Контактная коррозия

Биокоррозия представляет собой коррозию металлов, которая протекает под воздействием различных микроорганизмов и их жизнедеятельности [15].

Наиболее часто встречается бактериальная биокоррозия. Последствия от нее наиболее разрушительны. Этот вид встречается в воде, почве, конечно же при наличии бактерий. Бактерии неимоверно быстрыми темпами размножаются и очень легко приспосабливаются к любым условиям окружающей среды. Бактериальная биокоррозия протекает при pH среды от 1 до 10 и температуре 6 – 40 °C при наличии различных органических и неорганических веществ, которые содержатся в кислороде, углероде, водороде, железе, азоте, калии, сере и т.д. (рис 7) [16].



Рисунок 7 – Пример биокоррозии

Коррозия током (внешним и блуждающим) – еще один из видов коррозии металлов. Коррозия внешним током объясняется тем, что на металл воздействует ток от внешнего источника. Коррозия блуждающего тока в свою очередь обусловлена тем, что воздействие осуществляется посредством блуждающего тока.

Коррозийная кавитация – это процесс саморазрушения металлов, возникновению которого способствует как коррозионное, так и ударное воздействие внешней среды [17].

Образуются пузырьки, которые заполнены парами этой жидкости при определенных гидродинамических условиях в движущемся потоке жидкости. Это связано с возникновением в ней зон повышенного и пониженного давления, а также из-за различных условий обтекания жидкостью поверхности твердого тела [18]. К увеличению скорости движения и уменьшения давления в этой части потока приводит к наличию выступов на поверхности твердого тела. Помимо этого, хочется отметить, что при достижении критической скорости давление может упасть гораздо ниже давления насыщенного пара жидкости, а это в свою очередь приведет к образованию пузырьков пара. Пузырьки, которые «зарождаются» потоком жидкости выносятся в зону повышенного давления, где, собственно, и происходит конденсации паров, а также резкое захлопывание пузырьков (смыкание жидкости). В жидкости могут возникать периодические

гидравлические удары при смыкании пузырьков пара, что приводит к образованию микротрещин, снижающих прочность металла и вызывают тем самым местную концентрацию напряжений, в результате чего частицы металла начинают выкрашиваться (рис 8) [9].

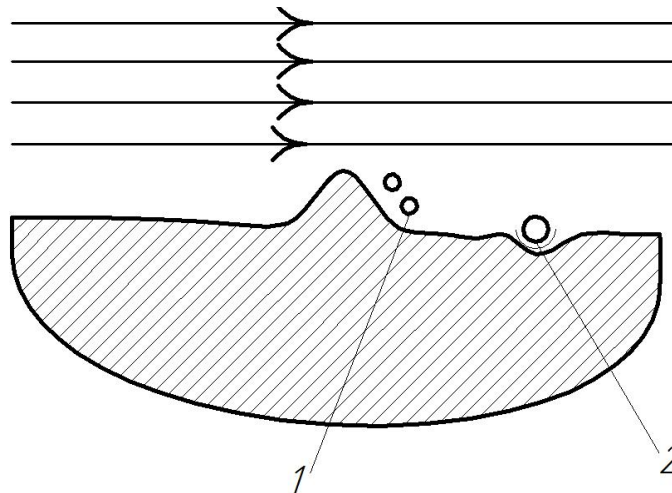


Рисунок 8 – Схема возникновения и захлопывания пузырьков в движущемся потоке жидкости: 1 – зона накопленного давления; 2 – зона захлопывания пузырьков

Ещё одним видом коррозии является коррозия под напряжением. Она представляет собой коррозию металла, результатом появления которой является взаимодействие напряжений механического типа и коррозионно-активной среды. Такой вид коррозии представляет собой опасность для металлоконструкций, которые подвержены сильным механическим нагрузкам (рис 9) [9].



Рисунок 9 – Коррозия под напряжением, коррозионное растрескивание

Фреттинг – коррозия представляет собой вид коррозии металлов, результатом которой является совокупность вибрации и воздействие коррозионной среды. Нужно внимательно подходить к выбору конструкционного материала для того, чтобы минимизировать вероятность возникновения коррозии при трении и вибрации. Помимо этого необходимо использовать специальные покрытия и по возможности снизить коэффициент трения [19].

Фреттинг – коррозию можно охарактеризовать по следующим параметрам. Контакт будет происходить только на небольшом количестве их выступов при соприкосновении поверхностей, а не по всей площади соприкосновения. Также хочется отметить, что при скольжении поверхностей относительно друг друга, неровности одной поверхности убирают неровности противоположной, при этом оставляя гладкий след [20]. На обнаженной поверхности адсорбируется газ и возникает ее окисление. Последующие перемещения шероховатостей убирают пленку оксида, активируя абсорбцию кислорода и образование нового оксида, который также стирается (рис. 10) [9]. Это *химическая составляющая* разрушения при фреттинге.

Кроме того, шероховатости при трении способствуют отрыву частичек металла, вызывая износ поверхности. Это *механическая составляющая*. Оторвавшиеся частицы металла также превращаются в оксид, и поверхность металла вскоре начинает истираться о движущиеся частицы в большей степени, чем о поверхность контртела [20].

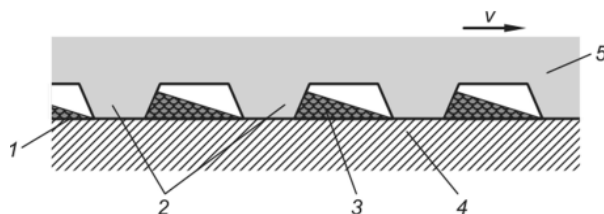


Рисунок 10 – Механизм процессов, протекающих при фреттинг- коррозии:
1 - поверхность раздела; 2 - выступы (шероховатость); 3 - оксид; 4 - металл;
5 - контртело

1.1.4 Виды коррозии по характеру разрушений

Сплошная коррозия – это вид коррозии, который полностью покрывает поверхность металлоконструкций. При условии одинаковой скорости разрушения на всей поверхности, то это равномерная коррозия. Но если на отдельных участках разрушение металла происходит с разной скоростью, то коррозия является неравномерной (рис. 11) [22].

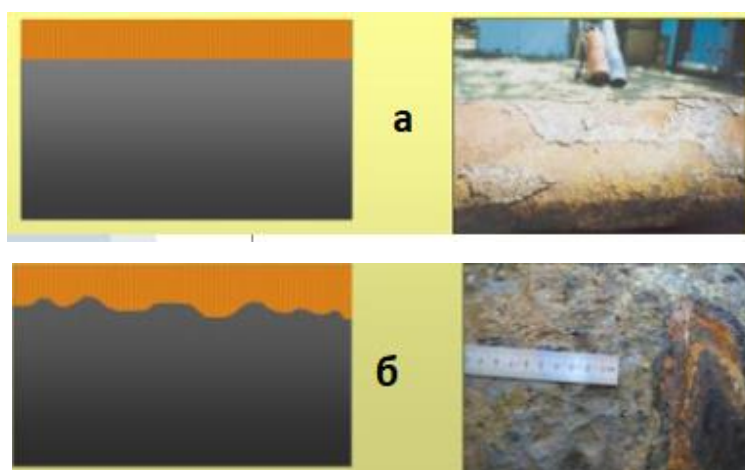


Рисунок 11 – Пример сплошной коррозии, а – равномерная, б – неравномерная.

Избирательная коррозия включает в себя не только разрушение одного из компонентов сплава, но и одной структурной составляющей (рис. 12) [22].



Рисунок 12 – Пример избирательной коррозии

Местная коррозия обусловлена отдельно разбросанными по поверхности металла пятнами и представляет собой углубления разной толщины. Разрушения представляют собой раковины или точки (рис. 13) [22].



Рисунок 13 – Примеры местной коррозии

Ещё одним из множества видов коррозии является подповерхностная коррозия. Она возникает на поверхности металла, а с течением времени активно проникает вглубь. Такой вид коррозии обуславливается расслоением изделий из металла (рис. 14) [22].



Рисунок 14 – пример подповерхностной коррозии

Межкристаллитная коррозия проявляется в разрушении металла по границам зерен. Такую коррозию достаточно сложно определить по внешнему признаку. Но стоит отметить, что показатели прочности и пластичности металлоконструкций очень быстро меняются. Изделия становятся достаточно хрупкими. Межкристаллитная коррозия наиболее

опасна для таких видов стали как: хромистые и хромоникелевые. Такой необъяснимый феномен осуществляется ввиду структурных превращений, которые происходят на границах зерен металла. Именно здесь начинается процесс сильного растворения, и эта область становится анодом [23]. Такая ситуация приводит к многочисленным нарушениям связей между зёрнами и их выкрашиванием. В результате этого металл теряет свои свойства.

Скорость протекания реакции будет зависеть от потенциала металла. Коррозия начнёт ускоряться при входе в транспассивную зону (рис. 15) [22].

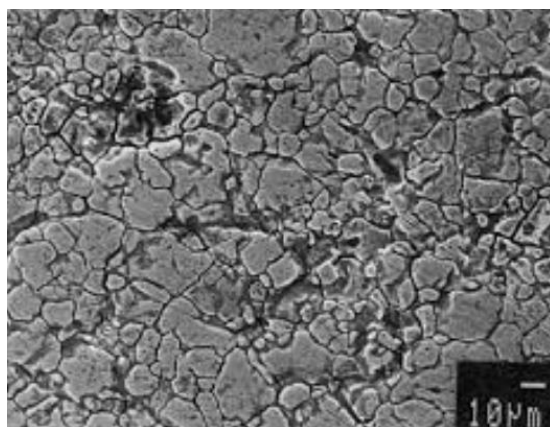


Рисунок 15 – Пример межкристаллитной коррозии

Ещё одним из вышеперечисленных видов коррозии является щелевая коррозия. Она образуется на участках, находящихся в резьбовых креплениях, различных зазорах и под всевозможными прокладками. Такой тип коррозии проявляет себя в потере материала, локализованного, в основном, рядом с соединением между двумя механическими частями в условиях смачивающей среды. Именно в таких областях из-за допусков на размеры они создают зазоры, которые достаточны для создания самостимулирующего механизма, приводящего к образованию кратеров и каверн (рис. 16) [22].



Рисунок 16 – Пример щелевой коррозии

1.2 Методы борьбы с коррозией на нефтепромысловом оборудовании

Высокую эффективность, доступность, а также простоту в технологическом исполнении должны обеспечивать защитные мероприятия.

Самые распространенные методики борьбы с коррозией проиллюстрированы в таблице 1 [23].

Таблица 1 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

Наименование метода	Способ антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, зараженной сульфатовосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубной очистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионно-стойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

1. Технологические методы нацелены на улучшение контроля процесса и качества управления коррозией нефтепромыслового оборудования, целью которых является увеличение их срока службы, а

также снижения прямых и косвенных затрат. Технологические методы включают в себя такие мероприятия, которые направлены на водоизоляционные работы, снижение скорости потока, которые наиболее эффективны при правильном подходе их проведения.

Но стоит обратить внимание на то, что эти методы несут в себе высокие риски отрицательного эффекта, а также имеют недолгий временной отрезок положительного результата [24].

2. Применение более активных способов электрохимической защиты, которые относятся к физическим методам, реализовано на нанесении протекторного покрытия (алюминий, цинк, магний, их сплавы), а также имеющего электродный потенциал более отрицательный, чем потенциал металлического покрытия основного материала корпуса и трубы.

Растворяясь в окружающей среде, протектор защищает от разрушения основную конструкцию. Протектор необходимо заменить после полного растворения [25].

Если переходное сопротивление между протектором и окружающей средой невелико, то протектор работает достаточно эффективно. Протектор ограничен определенным расстоянием, называемым радиусом защитного действия протектора [26].

Использование антикоррозионных покрытий основывается на нанесении на внешние поверхности корпусных деталей и узлов металлопокрытий на основе железа с добавлением некоторых легирующих элементов, таких как: хром, никель, кремний, молибден, бор и углерод), имеющие более положительный электродный потенциал, чем потенциал основного металлического корпуса.

Такие компоненты являются надёжной защитой от коррозии, но лишь до тех пор, пока отсутствуют механические повреждения в покрытии. В случае каких-либо повреждений металл – защитного покрытия при монтаже, а также спуско-подъемных операциях образуется

гальваническая пара: металлическое покрытие будет являться катодом по отношению к корпусу. Начинает окисляться основной материал корпуса в процессе электрохимической коррозии, при этом распадаясь на положительно заряженные ионы. Возникает процесс окисления, а корпус растворяется [27].

Помимо этого, возможно использование лакокрасочных покрытий, сочетающие в себе антикоррозионные свойства такие как: водоотталкивание, достаточно низкая степень проницаемости газа и пара, которая затрудняет поступление кислорода и воды к металлическим поверхностям. Достаточно успешно используются диффузионно-цинковые, силикатно-эмалевые и полимерные покрытия, имеющие ряд особенностей и ограничений по их применению.

Использование композитных труб обусловлено работами по проектированию и созданию металлоконструкционных материалов с более увеличенной устойчивостью к коррозии. Устойчивость обеспечивается методами вытеснения из сплава или металла примесей, ускоряющих процесс коррозии, или внедрением таких компонентов как медь, хром, марганец и никель, которые в свою очередь повышают устойчивость по отношению к коррозии [28]. Легирование стали многократно повышает химическую стойкость материала, а также практически полностью устраняет отказы нефтегазопромыслового оборудования за счёт коррозии. Однако стоит отметить стоимость коррозионно – стойких материалов, которая заметно возрастает при увеличении индекса стойкости [29].

Наблюдается использование на нефтепромысловом оборудовании стеклопластиковых труб (СПТ), имеющие ряд достоинств, таких как: высокая стойкость к любым типам коррозии, а также меньший собственный вес подвески. К существенным недостаткам данного типа труб можно отнести ограничения по температуре (в основном не ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$) и глубине спуска (до 2000 м), относительно низкая стойкость к механическим

повреждениям, а также особые условия хранения (без воздействия солнечного света). Для работы с стеклопластиковыми трубами нужны специальные инструменты и переводники для монтажа- демонтажа [30]. Использование СПТ требует достаточно значимых финансовых вложений в сравнении со стоимостью стальной трубы.

3. Химический метод реализуется путем использования и внедрения в среду ингибиторов, защитное действие которых основано на способности адсорбироваться и образовывать на поверхности металла защитную пленку. Такая защита является более удобным и экономичным для компаний вариантом борьбы с коррозией [30].

На сегодняшний день нефтепромысловые трубопроводы производятся из стали, что объясняется их доступностью и более высокой скоростью монтажа. Но стоит отметить, что аварийность таких трубопроводов в 2 раза выше, чем конструкций в коррозионно- стойком исполнении [31]. Применение последних не дает особого экономического эффекта. Это можно связать с тем, что использование антикоррозионных покрытий приводит к увеличению продолжительности строительства и увеличению финансовых расходов на 5 % [29]. Так же повреждения, которые происходят при монтажных работах, могут стать причиной появления электрохимической коррозии между покрытием и металлом корпуса.

Использование композитных труб достаточно выгодно с точки зрения финансовых показателей для компаний при длительном сроке эксплуатации месторождения, однако стоит отметить, что средняя продолжительность эксплуатации месторождений в нашей стране не более 30 лет [32].

Учитывая все вышеперечисленные недостатки приведенных методов и внушительный опыт применения химической ингибиторной защиты, можно справедливо сказать, что такой вид антикоррозионной защиты является одним из наиболее успешных, эффективных, финансово – экономичных и технологически доступных методов борьбы с коррозией

промышленного оборудования [33].

Применение защиты ингибиторов и их преимущества представлены ниже [34]:

- конструкционные материалы и их использование наиболее доступны;
- регулирование процесса уменьшения скорости коррозии, а также гибкое реагирование на изменение коррозионной среды;
- стабилизация процесса эксплуатации нефтепромышленного оборудования;
- возможность защиты сразу всех типов промышленного оборудования: трубопроводов, а также оборудования объектов подготовки нефти и воды;
- уменьшение простоев, которые связаны с ремонтом оборудования;
- Имеется возможность замедлять коррозионное разрушение трубопроводов бывших в эксплуатации;
- предупреждение экологических бедствий в районе эксплуатации оборудования и трубопроводной системы.

К ингибиторам предъявляются определенные требования по технологическим и защитным свойствам. Ингибиторы должны иметь высокие защитные свойства: в сероводородсодержащих водной и паровой фазах не менее 85% от общей коррозии и не менее 70% от водородного охрупчивания. Они не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы [33].

Следует отметить, что ингибиторная защита является необходимым, но недостаточным условием для достижения требуемых результатов. Исследование различных классов химических соединений, которые часто используются в качестве основы для ингибиторов, показали, что среди них нет такого, который мог бы быть эффективным реагентом для защиты от коррозии в модели пластовой воды с минерализацией 66 г/л [32].

Необходимо учитывать все факторы для успешного ведения технологии ингибирования трубопроводов, а также рассмотреть возможность реализации комплексной программы антикоррозионной защиты. Так, например, согласно исследованиям Д.В. Федина, наиболее эффективным методом является применение ингибиторной защиты от коррозии при сроке эксплуатации трубопровода до 20 лет и при условии, что совместно с данной технологией будет применяться внутритрубная очистка трубопроводов [34]. Избранные данные исследования приведены в таблице 2 [33].

Таблица 2 - Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов, тыс. р

Срок дисконтирования	Срок эксплуатации, лет				
	10	15	20	25	30
Применение стальных труб					
10	101	67	142	114	95
15	136	90	281	225	187
Применение коррозионно-стойкой стали					
10	40	30	23	195	163
15	40	215	162	129	108
Ингибиторная защита трубопроводов					
10	40	27	142	114	95
15	40	27	305	244	203
Внутритрубная очистка и ингибирование					
10	35	24	124	100	83
15	47	32	167	135	112

Например, в целях повышения надежности эксплуатации ГНО в компании «Башнефть» широко применяются следующие технологии, включающие в себя как физические, так и химические методы:

- НКТ с полимерным покрытием;
- специальное погружное кабельное устройство (СПКУ) для дозирования химических реагентов;
- магнитный активатор;

- промывочная муфта;
- обработка ПЗП при ТКРС;
- периодическая обработка химическими реагентами через затрубное пространство;
- греющий кабель;
- фильтры;
- газосепараторы;
- протекторная защита;
- катодная защита;
- полые штанги для дозирования химических реагентов;
- штанги со скребками.

1.2.1 Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления

Необходимо и правильно начинать защиту от коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования для поддержания пластового давления с технологических мероприятий. На сооружениях механической очистки осуществляют водоподготовку промышленных стоков при закачке в поглощающие горизонты, а именно: нефтеловушках-отстойниках, флотаторах и фильтрах. Нефтеловушки используются для снижения содержания нефтепродуктов и мехпримесей в промышленных стоках до 100 – 150 и 50 – 100 мг/л, флотаторы — до 10 – 50 и 10 – 40 мг/л: в фильтрах с песчаной загрузкой — до 2 – 10 мг/л, а в фильтрах с загрузкой из пористой керамики с диатомитовым слоем до 0 [30].

Наиболее эффективное промышленное мероприятие – это отдельная обработка сероводородсодержащих и железосодержащих вод, позволяющих уменьшить коррозионную агрессивность сточных вод в 2 раза.

Позволяют снизить коррозионную агрессивность сточных вод в 2 – 3 раза такие мероприятия как: удаление кислых и щелочных стоков на установках

подготовки нефти, а также отвод их в отдельную канализацию [31].

Для того, чтобы кислород не попадал в систему транспортирования сточных вод очень важно на стадии обустройства или реконструкции установок, действующих в данный момент, и насосных станций заменить пруды дополнительного отстоя, песколовки и все открытые сооружения на закрытые отстойники [28].

Удалением деаэрацией имеется возможность достигнуть снижение количества растворенного кислорода в воде. В нефтесырьевой промышленности при значительных расходах деаэрируемой воды предпочтительна деаэрация воды без нагрева с помощью только вакуумирования, обеспечивающего конечную концентрацию растворенного кислорода в воде $0,05 \text{ г/ м}^3$. Такой величины деаэрации воды будет достаточно, так как после смешения ее с основной массой подготавливаемых по закрытой системе сточных вод, общее содержание в них кислорода не превысит $0,5 \text{ г/ м}^3$. Для того, чтобы снизить содержание кислорода в нефтепромысловых водах до $0,05 \text{ г/ м}^3$ при плотности орошения $0,014 \text{ м}^3/ \text{ м}^2$ разработан размерный ряд нескольких деаэрационных установок производительностью $0,006$; $0,012$; $0,024$ и $0,036 \text{ м}^3/ \text{ с}$ типа устройства доливки вводов (УДВ).

Подбором определенных электродов, режимов сварки и использованием термической обработки, гетерогенность сварных соединений начнёт снижаться и стабилизироваться с течением времени.

Наиболее подходящие режимы сварки и сварочные материалы выбираются с учетом коррозионно-механического старения металла сварных соединений под действием эксплуатационных нагрузок и сред [33].

Для защиты внутренних стенок труб используются лакокрасочные покрытия. Используемые с этой целью лакокрасочные материалы просто обязаны обладать высокими технологическими свойствами при нанесении на внутреннюю стенку труб, химической стойкостью в минерализованных

водных средах при показателях температуры до 333 К, сохранять хорошие и надёжные защитные свойства в интервале 14 — 15 лет, а также иметь относительно низкую стоимость [34].

Для надёжной защиты от коррозии деталей нефтепромысловых центробежных насосов и арматуры используют порошковые полимерные материалы (ППМ), наиболее отличающиеся от лакокрасочных свойствами и технологией нанесения покрытий.

Такой технологический процесс формирования покрытий из ППМ включает в себя выполнение нескольких определенных операций. Подготовительный этап работы деталей к внесению покрытия использует механическую обработку смежных поверхностей, которые впоследствии будут сопряжены, для максимального сохранения их номинальных размеров с учетом покрытия, а острые углы и кромки на поверхностях, которые нужно покрыть, обязательно должны быть скруглены [33].

Для дальнейшей очистки деталей используется пескоструйная обработка металлическим песком достаточно мелкой фракции (0,3 – 0,5 мм) с помощью пескоструйных аппаратов всасывающего или нагнетательного типов. После всех вышеперечисленных процедур поверхности металла в специальной камере сначала обдувают сжатым воздухом, а затем обезжиривают ацетоном, бензином или уайт-спиритом. Камера оборудована вытяжной вентиляцией. При возникновении и проявлении ржавчины на очищенной поверхности, этот технологический процесс очистки необходимо повторить [34].

Для удержания определенного слоя порошка, а также равномерного растекания его на поверхности необходим предварительный нагрев детали. Предпочтительно, чтобы температура детали к моменту нанесения ППМ находилась в диапазоне на 300 – 310 К выше температуры его пленкообразования.

Достаточно известным методом защиты от коррозии оборудования

системы поддержания пластового давления выступает использование ингибиторов.

На сегодняшний день при применении ингибиторов в транспортируемые и закачиваемые в скважины сточные воды используют периодическую и непрерывную дозировку.

Но стоит отметить, что в условиях бактериального заражения и наличия содержания сероводорода более надёжными и эффективными, чем ингибиторы коррозии, будут ингибиторы - бактерициды, которые обладают как противокоррозионной, так и бактерицидной активностью [35].

1.2.2 Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин

Одной из глобальных технических, научных и экономических проблем является защита от коррозии.

На сегодняшний день один из наиболее распространенных способов защиты от коррозии при эксплуатации скважин является использование лакокрасочных материалов (ЛКМ). Основными преимуществами такой защиты являются: высокая технологичность и относительная дешевизна. Стоимость ЛКМ в скандинавских странах, например в Финляндии, оказывается в разы ниже стоимости отечественных ЛКМ, при более высокой технологичности и стабильно высоком качестве покрытий. Срок использования покрытий по результатам испытаний оценивается в диапазоне от 25 до 30 лет.

На таком промышленном комплексе как ЗАО ПОЛИЭКС разработан магнитный скважинный аппарат (МАС-2), предназначенный для магнитной обработки жидкости с целью:

- предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), отложения солей;
- увеличения приемистости скважин нагнетания;

- уменьшения коррозионной активности жидкостей.

Применение магнитных скважинных аппаратов на месторождениях Западной Сибири помогло уменьшить число подземного ремонта скважин (ПРС) в 4,5 раза. МАС могут быть эксплуатированы в трубопровод в наземных системах [28].

Имеется необходимость покупать и использовать УЭЦН в износостойком и коррозионно-стойком исполнении для эксплуатации в скважинах с условиями наиболее осложненными.

Состав добываемого газа из недр включает в себя присутствие агрессивного компонента такого как углекислый газ (около 2,27 %). Поэтому добываемое сырьё из скважин обладает достаточно увеличенной коррозионной активностью, а также вызывает ускоренную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Наиболее частый вид коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования является локальная коррозия, которая встречается на внутренних стенках НКТ [29]. Для месторождений Западной Сибири оптимальным вариантом будет изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, которые обладают антикоррозионными свойствами, а также применение ингибиторов коррозии. Основным требованием, который предъявляется к ингибитору, является достижение надёжной защиты от коррозии на длительном промежутке времени.

Выбор реагентов для защиты внутренней стенке металлов от коррозии реализуется по результатам лабораторных и промысловых испытаний определенных коррозионно-активных сред и промысловым исследованиям отличительных марок ингибиторов коррозии в этих средах, в основном, в начальный промежуток эксплуатации месторождения [30].

Главными при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и финансовые показатели.

Требования компаний к ингибиторам, применяющимся на объектах нефтедобычи и газодобычи, отличаются и определяются на основе условий добычи и эксплуатационных свойств добываемых углеводородов.

Отличия между ингибиторами коррозии для газовых и нефтяных месторождений можно проанализировать и сравнить в таблице 3 [31].

Таблица 3 – Отличия ингибиторов коррозии, которые применяются газовых и нефтяных месторождениях.

Ингибиторы на газовых месторождениях	Ингибиторы на нефтяных месторождениях
Должны растворяться в газовом конденсате и/или спиртах, а также в водно-метанольном или водно-этиленгликолевом растворе	Не растворяются в газовом конденсате, растворяются в нефти.
Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторами гидратообразования (метанол) и др.	Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторы парафиноотложения или солеотложения.
Не должны приводить к пенообразованию, образованию эмульсии в среде «конденсат-вода» и ухудшению разделения фаз жидкой среды, обычно ингибитор должен содержать в своем составе необходимые добавки (демульгатор, пеногаситель и др.)	Ингибитор может не содержать в своем составе деэмульгатор. Деэмульгатор добавляется в добываемые углеводороды отдельно.

1.3 Коррозионные поражения подземного оборудования.

Компании нефтедобывающего сектора обычно направляют усилия на борьбу с коррозией наземного оборудования, в свою очередь коррозии подземного оборудования скважин уделяется намного меньше внимания. Причиной этого парадоксального явления говорит о том, что сроки эксплуатации наземного оборудования на порядок больше, чем подземного, и как следствие отказывает в основном по причине коррозии [33].

В основном подземное оборудование выходит из строя в течение первого года эксплуатации по ряду причин, среди которых коррозия занимает не первое место.

Но хочется говорить, что при некоторых обстоятельствах выходы из строя подземного оборудования из-за коррозии могут начать брать верх над отказами по другим причинам. Ниже были рассмотрены и проанализированы

основные причины коррозионных отказов подземного оборудования скважин, приводится опыт разработки и внедрения мероприятий по уменьшению негативных последствий коррозионного воздействия [34].

Наиболее часто встречается локальная коррозия внутренней стенки насосно – компрессорных труб, а также наружной поверхности на установке электроприводного центробежного насоса, хотя не исключены случаи коррозии внешней стенки НКТ, рабочих органов электроприводного центробежного насоса, обсадной колонны, металлической оболочки кабеля. Такие коррозионные повреждения скважинного оборудования наиболее часто встречаются на месторождениях Западно – Сибирского региона.

Локальные коррозионные повреждения НКТ и УЭЦН в основном разделяют на два типа. Первый тип представляет собой обычную язвенную коррозию, которые выражены склонами язв и свищей, а глубина проникновения такой коррозии 1–5 мм/год, проиллюстрирован на рисунке 17 [19].



Рисунок 17 – Язвенно-канавочная коррозия корпуса ПЭД (Барсуковское м/р)

Второй тип представляет собой существенные по площади области локальных коррозионных повреждений, перемежающихся площадями металла, которые не затронуты коррозией – так называемая мейза-коррозия, представлена на рисунке 18 [34].



Рисунок 18 – Мейза-коррозия корпуса ПЭД (Барсуковское м/р)

На практике глубина проникновения такой коррозии — до 45 мм/год. Другие типы локальных коррозионных повреждений включены в переходные варианты между этими крайними случаями. Наиболее часто подвергаются, такой опасности как коррозия, корпуса ПЭД УЭЦН. Характерен канавочный характер коррозии для корпуса ПЭД УЭЦН, который инициирован механическими повреждениями (задирами) защитного покрытия корпусов при спуске в скважину. Помимо этого существуют и специфические виды коррозии, которые обусловлены воздействием агрессивных технологических жидкостей. Они включают в себя соляную кислоту или коррозионно-абразивный фактор. Возникали также случаи возникновения коррозии под воздействием ингибиторов солеотложений (ИСО), они обычно закачиваются через затруб. Являясь электролитом, ингибитор солеотложений поступает в пространство между кабелем и насосно – компрессорными трубами тем самым вызывая электролитическое травление металла, так называемую электрокоррозию [33].

Коррозия как внутренней стенки насосно – компрессорных труб, так и внешней поверхности корпусов УЭЦН в «РН- Пурнефтегазе» встречается достаточно часто. Хочется отметить, что скорость коррозии может достигать 20 мм/год — этого вполне достаточно для того, чтобы абсолютно новый ПЭД с толщиной стенки 6 мм отказал через три месяца эксплуатации.

Исследование коррозионных неисправностей корпусов ПЭД, которое проводилось на Барсуковском месторождении говорит о протекании в скважинах язвенно- канавочной и мейза- коррозии, которые в свою очередь инициированы истиранием защитного покрытия ЭЦН при спуске в скважину [34]. Металл, который оголился в виде продольных полос после спуска, подвержен более интенсивной электрохимической коррозии. При условии отсутствия центраторов коррозионные дефекты, обычно, распространяются на той стороне корпуса ПЭД, которая находится ближе к обсадной колонне или соприкасается с ней, а скорость коррозии начинает резко возрастать за счет присоединения к углекислотной коррозии контактной, щелевой, фреттинги электрокоррозии [32].

Исследование причин коррозионных дефектов включал металлографический анализ материалов, изготовленных из прокорродировавших частей подвешенного оборудования, исследования состава попутно- добываемой воды и углубленное изучение условий эксплуатации скважин.

В компании «ТНК- ВР» наиболее частыми местами распространения коррозионных повреждений подземного оборудования установок электроприводных центробежных насосов становятся корпуса ПЭД и протекторы, в свою очередь газосепараторы и ЭЦН подвержены коррозионному воздействию гораздо меньше. Это можно объяснить тем, что ПЭД и гидрозашита качественно и интенсивно омываются пластовой жидкостью- электролитом, но ее движение отличается меньшей активностью в области ЭЦН и газосепаратора [33].

Около 80% ущерба коррозионных повреждений подземного оборудования компании приходится именно на списание НКТ из- за данного фактора, что отражается на финансовых показателях ТНК – ВР (в год компания утилизирует примерно 55 тыс. т НКТ) [19].

На втором месте располагаются убытки от отказов работоспособности УЭЦН, которые в свою очередь вызваны сквозной коррозией ПЭД и ЭЦН.

На третьем месте – убытки от списания кабеля (рис 19) [33].



Рисунок 19 – Коррозия корпусов ПЭД и ГЗ

1.3.1 Основные виды коррозии УЭЦН

Проявление двух основных видов коррозии: общей (неравномерной) и локальной (местной) можно наблюдать при контакте пластовых вод с подземным оборудованием скважин. Такие виды коррозии, в основном, локализируются одновременно на разных участках одной поверхности [11].

Общая коррозия оказывает свои разрушительные свойства на всей или на какой-либо определенной части поверхности металла со скоростью в диапазоне 0,1–0,5 мм/год. Результатом общей коррозии будет полное разрушение поверхности металла или части его поверхности, а глубина проникновения может отличаться, на одних участках может быть несколько больше, чем на других.

Однако хочется отметить, что гораздо чаще поверхность металла подвергается локальной коррозии, протекающей в разы быстрее — со скоростью 1–10 мм/год. Результатом местной коррозии будет разрушение металла на всю глубину, вплоть до появления сквозных повреждений, а смежные участки не будут подвержены коррозии и на них сохранится номинальная толщина стенки [35].

1.3.2 Разновидности локальной коррозии

На территории Западно – Сибирских месторождений локальная коррозия подземного оборудования скважин наблюдается следующих видов: пятнами, питтинговая (язвенная), в виде бороздок (канавок), в виде плато, мейза- коррозия, контактная, подпленочная, гальваническая. Можно сказать, что вышеперечисленные виды местной коррозии, за исключением первых двух, наблюдаются лишь на подземном оборудовании [35].

Коррозия пятнами может образовываться на внешней поверхности металла дефекты в виде отдельных пятен, где площадь соприкосновения во много раз превышает область поражения коррозии. Средняя глубина проникновения коррозии на месторождениях Западной Сибири варьируется в диапазоне 0,5–1,0 мм, именно поэтому такой вид коррозии, хотя и относится к локальным, всё же менее опасен, чем другие ее виды.

Коррозия в виде плато – это образование на поверхности металла относительно плоских углублений (плато) круглой, овальной или рельефной форм с многочисленными небольшими, но характерными язвенными повреждениями, которые расположены на границе плато с неповрежденным металлом. Скорость вышесказанного вида коррозии может достигать 1–3 мм/ год. Вероятной причиной возникновения таких специфических дефектов может быть вызвано действием переменного тока при его утечках из кабельной линии, а также если близко (менее 1 мм) расположен корпус ПЭД или корпус ЭЦН относительно обсадной колонны. Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что такой вид коррозии распространяется в местах взаимодействия корпуса ПЭД с обсадной колонной, также хочется отметить, что воздействие утечки тока на скорость течения коррозионного процесса еще до конца не изучен (рис 20) [33].

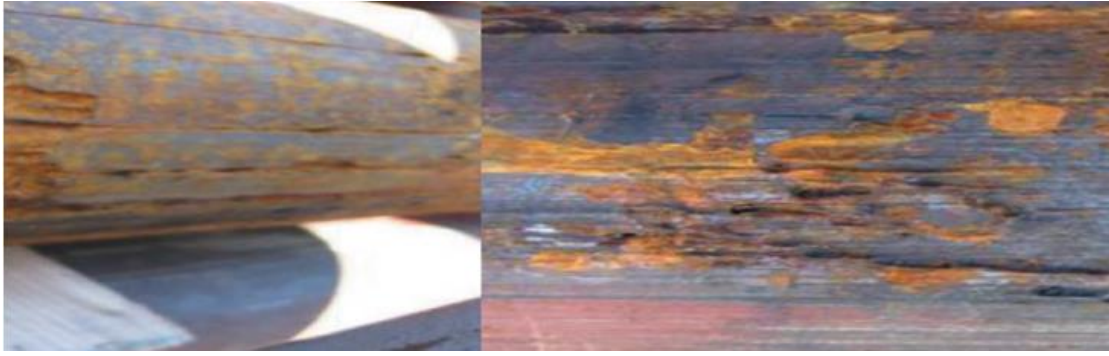


Рисунок 20 – Коррозия в виде плато

Коррозия бороздками (канавками) – это образование на поверхности металла протяженных локальных дефектов (в виде бороздок), представляющих собой относительно небольшие углубления в металле, расположенные в продольном направлении. Такой вид дефектов может достигать в длину 2–5 м при ширине в интервале от 10 до 30 мм. Борозды могут быть как расположены параллельно, так и одиночные. Такой вид коррозии берет свое начало и распространяется в основном в местах повреждения (царапин) при проведении спуско – подъёмных операций лакокрасочного или иного покрытия. Преимущественно скорость коррозии бороздками варьируется в диапазоне от 1 до 3 мм/год (рис 20) [35].



Рисунок 21 – Коррозия бороздками

1.4 Жидкости заканчивания скважин

Основными моментами для обеспечения продуктивности и качества строительства скважин является их крепление обсадными колоннами, с равномерным заполнением тампонажной смесью заколонного пространства, формированием в нём непроницаемой крепи, отсутствием межколонных давлений и перетоков газа, сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта, увеличением срока эксплуатации и надёжности скважины [36].

1.4.1 Буровой раствор

При работе нефтяной или газовой скважины, ее разработке используется специальный буровой раствор, приготавливаемый непосредственно перед добычей полезных ископаемых. Его использование позволяет решить большой спектр задач, начиная от фильтрации и очистки забоя и стволового пространства и заканчивая основными требованиями техники безопасности, поэтому применение такого раствора является необходимым процессом в ходе разработки любого месторождения. Современные растворы могут иметь разный состав, вязкость, вес и другие характеристики, и приготовление осуществляется с учетом особенностей залежей, выбранных технологий, финансовых аспектов и других факторов [37].

Буровым раствором называют сложную дисперсионную систему жидкостей эмульсионного, аэрационного и суспензионного типа, которые служат для промывки стволов в ходе бурения скважин [38]. Циркулируя внутри, раствор чистит стенки от наслоений, вымывает остатки пробуренных пород, выводя их на поверхность, стимулирует разрушение слоев инструментом, позволяет провести качественное вскрытие горизонта и решить массу иных задач.

Как правило, при бурении используются составы на основе воды и углеводородных частиц (раствор битума и известняка, эмульсии инвертного

типа). Для бурения в отложениях хомогенного вида обычно используется приготовление буровых растворов на основе соленасыщенных глинистых элементов, гидрогелей, при высоком риске обвалов применяют растворы-ингибиторы, а в случае повышенной температуры создаются термостойкие составы на глинистой основе. Если же разработка осуществляется на месторождениях с повышенными показателями давления, то необходимо использовать растворы утяжеленного типа [37].

Продуктивность работы с использованием раствора зависит от качества последнего. Особенно важными являются такие свойства, как плотность, водоотдача, вязкость, напряжение сдвига. Плотность измеряется при помощи ареометра, ее показатель варьируется в пределах 1000-2500 кг на кубометр, а вязкость условного типа определяется временем, за которое раствор в определенном объеме протекает из классической воронки. Существует также эффективная вязкость, которую измеряют вискозиметром, и она отображает соотношение напряжений в общем потоке и скоростного градиента [38].

Что касается напряжения сдвига, то его также измеряют вискозиметром; стандартное значение колеблется в пределах 0-20 Па. Для измерения водоотдачи нужно знать объем фильтрата, который выделяется через очистное оборудование при перепаде давления за полчаса на 100 и более кПа.

Чтобы обеспечить максимальную продуктивность бурения, свойства растворов контролируют посредством ввода специальных реагентов и материалов для улучшения качества [39]. Так, при необходимости уменьшения водоотдачи буровой раствор могут обработать реагентами на углещелочной основе, сульфитно-спиртовым составом, целлюлозными добавками, крахмалом модифицированного типа. Реологические качества достигаются посредством ввода в буровые растворы понизителей вязкости: к ним относится, например, нитролигнин, полифенолы, фосфат и другие вещества.

Предотвращение проявлений воды, нефти и газа при повышенном давлении осуществляется посредством увеличения плотности состава: для этого в раствор вводят утяжелитель (бармит, мел, гематит). В состав также может быть добавлен пенообразователь или произведено аэрирование. Антифрикционные качества растворов улучшаются посредством добавления смазок (графит, нефть, гудрон и пр.), а для сохранения нужных свойств при высоких температурах во время эксплуатации буровые растворы обогащают хроматами кальция, натрия, антиоксидантами. Для пеногашения состав может быть дополнен резиновой крошкой, спиртовыми частицами или кислотами [40].

Приготовление буровых растворов требует использования тонкодисперсионных глиняных веществ с высокой степенью пластичности и невысоким процентом песчаных частиц: они могут создавать вязкую суспензию в контакте с водой, которая не будет давать осадка в течение долгого времени. Наилучшими свойствами обладают разновидности глиняных порошков на основе щелочных составов, и они дают растворы с невысоким показателем плотности.

При создании бурового раствора важно следить, чтобы туда не попали вредные примеси, к которым относится гипс, частицы известняка, а также соли, способные растворяться в воде. По техническим требованиям, главным показателем качества сырья в виде порошка или глины считается выход раствора, т.е. число кубометров нужной вязкости, которые получаются из тонны сырья. Важными показателями также считаются такие параметры, как плотность и число песка в составе.

Приготовление буровых растворов преследует ряд важных целей [39]:

- охлаждение поверхностей долот и их смазывание. Поскольку работа такого оборудования сопровождается возникновением большого трения, основным назначением состава является смазывание и уменьшение температуры, что повышает износостойкость техники.

– Очистка забоя. Большинство типов растворов позволяет эффективно вымыть из скважины выбуренную породу, а также вынести ее на поверхность. Качество и степень очистки определяется физико-химическими свойствами составов, а также геологическими особенностями, поэтому в приготовлении нужно учесть и состав пород месторождения.

– Создание очистного слоя на стенках ствола. Формируемая корка имеет невысокую проницаемость, поэтому она обеспечивает устойчивость песков в верхней зоне разреза и разделяет скважину и проницаемые слои.

– Предупреждение проявлений нефти, газа и пластовой воды.

– Защита от обвалов стенок, которые могут произойти в случае наличия в составе пород неустойчивой глины.

– Еще одно назначение – обеспечение высокого качества вскрытия горизонтов: большинство видов современных растворов позволяет не допустить их загрязнения в процессе бурения, а также избежать полного закупоривания, делающего разработку очень трудной.

– Снижение затрат на фиксацию при помощи колонн.

– Получение данных для анализа при работе разведывательных скважин является одним из вспомогательных назначений раствора; предметом изучения является шлам и выносимые части породы.

– Повышение устойчивости труб и оборудования к коррозии.

– Последнее назначение – обеспечение техники безопасности в процессе разработки и минимизация вреда для окружающей среды и экологической обстановки района.

Современная классификация включает следующие виды жидкостей для промывки [40]:

1. Растворы на основе воды. В эту категорию выделяют безглинистые составы (техническая вода, растворы, суспензии и средства на основе

полимеров), глинистые вещества (на основе пресной, минеральной воде, гипсовые, глиняные и хлорные растворы).

2. Растворы на неводной основе: составы с углеводородами, нефтепродуктами с минимальным содержанием газа.

3. Жидкости аэрированного типа, пены.

4. Газообразные реагенты.

Если в скважине есть залежи глины коллоидного типа, то жидкость для промывки образуется там при бурении ствола. Когда вода попадает в ствол, она диспергирует глиняный состав, частицы которого выбуриваются инструментом, и создается раствор на основе глины; его качество зависит от объема воды и может быть улучшено посредством добавления химических элементов. Такой способ является наименее затратным по средствам и силам.

Также раствор может приготавливаться в мешалках, где глину соединяют с водой и активно перемешивают. В случае необходимости улучшения свойств туда добавляют реагенты (они могут увеличить или уменьшить плотность, вязкость и другие качества). После приготовления проводится очистка жидкости, для чего в стволе формируется специальный желоб с перегородками: по нему жидкость проводится до устья и фильтруется от примесей.

1.4.2 Буферная жидкость

Существенную значимость в вопросах качественного крепления имеет состав буферной жидкости, её тип и объём.

Буферная жидкость — это флюид, предотвращающий перемешивание бурового и тампонажного растворов и очищающий ствол скважины от остатков бурового раствора. В качестве буферных жидкостей могут выступать: вода, нефть и нефтепродукты, водные растворы солей, растворы кислот и т.д.

В настоящее время использование буферных жидкостей перед тампонажным раствором, при цементировании обсадных колонн, независимо от их назначения, обязательно. Для повышения качества цементирования предусматривается использование буферной жидкости, которая выполняет следующие функции:

- отделяет тампонажный раствор от промывочной жидкости и предотвращает образование трудно прокачиваемых смесей;
- увеличивает полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором.
- способствует разрушению фильтрационных глинистых корок на стенках скважины;
- способствует лучшему сцеплению тампонажного раствора с горными породами, слагающими стенки скважины
- снижает гидродинамическое давление на проницаемые горизонты в случае применения тампонажного раствора с плотностью, значительно превышающей плотность бурового раствора
- повышает гидростатическое давление в период ОЗЦ при цементировании в условиях аномально высокого пластового давления.

Главное требование, предъявляемое к буферным жидкостям - они должны быть химически совместимы не только с буровым и тампонажным растворами, но и с горными породами.

Совместимость предусматривает:

- предотвращение повышения вязкости в смеси с буровым и тампонажным раствором;
- предотвращение сокращения сроков загустевания в смеси с тампонажным раствором;
- предотвращение выпадения утяжелителя на контакте или в смеси с буровым раствором;

- индифферентность к породам цементируемого интервала скважины: не вызывать их размыв, растворение, набухание, обваливание, в том числе приоставление в затрубном пространстве после цементирования [39].

Буферная жидкость должна выполнить все вышеперечисленные функции. В противном случае, рассматривается вариант использования буферной системы, состоящей из двух типов последовательно закачиваемых порций буферных жидкостей, отличающихся по технологическим параметрам. Рациональность применения буферной жидкости повышается с увеличением её объёма и времени воздействия на стенки скважины. Поэтому при цементировании рекомендуется применять максимально возможный объём буферной жидкости.

Существенное влияние на качественное крепление скважины оказывает правильный подбор компонентного состава буферных жидкостей, который в зависимости от конкретных условий, может быть весьма разнообразным. На сегодняшний день разработано и применяется немалое количество технических средств и технологий, при производстве буферных жидкостей, тем не менее, проблема в целом остаётся актуальной.

1.4.3 Тампонажный раствор

Для извлечения нефти надо создать долговечный устойчивый канал, соединяющий продуктивный горизонт с резервуарами. Для транспортировки нефти или газа надо разобщить пласты горных пород и закрепить стенки скважины.

При креплении скважин применяются металлические трубы, которые, свинчивая в колонну, спускают в пробуренную скважину на определенную глубину. Эти трубы и колонна называются обсадными [40].

С целью разобщения пластов в обсадную колонну закачивают цементный раствор, который вытесняет находящийся в ней буровой раствор, и продавливают в затрубное пространство на расчетную высоту. Процесс

транспортирования (закачивания) цементного раствора в затрубное пространство называется процессом цементирования скважины.

Тампонажные растворы – это комбинации спецматериалов или составов, используемых для тампонирувания. Тампонажные смеси с течением времени могут затвердевать с образованием тампонажного камня или загустевать, упрочняться, оставаясь вязкой или вязко-пластичной системой.

По виду тампонирувание делят на:

- технологическое, выполняемое в процессе сооружения скважины;
- ликвидационное, проводимое для ликвидации скважины после выполнения целевого назначения.

Функции тампонажного раствора и камня обусловлены целью тампонирувания и в зависимости от этого к исходному тампонажному раствору предъявляются различные требования.

Требования к тампонажному раствору технического характера [41]:

- хорошая текучесть;
- способность проникать в любые поры и микротрещины;
- отсутствие седиментации;
- хорошая сцепляемость с обсадными трубами и горными породами;
- восприимчивость к обработке с целью регулирования свойств;
- отсутствие взаимодействия с тампонируемыми породами и пластовыми водами;
- устойчивость к размывающему действию подземных вод;
- стабильность при повышенных температуре и давлении;
- отсутствие усадки с образованием трещин при твердении.

Требования к тампонажному раствору технологического характера:

- хорошая прокачиваемость буровыми насосами;
- небольшие сопротивления при движении;

- малая чувствительность к перемешиванию;
- возможность комбинирования с другим раствором;
- хорошая смываемость с технологического оборудования;
- легкая разбуриваемость камня.

Требования к тампонажному раствору экономического характера:

- сырье должно быть недефицитным и недорогим;
- не влиять отрицательно на окружающую среду.

В зависимости от вяжущей основы ТР делятся:

растворы на основе органических веществ (синтетические смолы). Жидкая основа ТР – вода, реже – углеводородная жидкость.

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22°C;
- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания – 75°C.

По плотности ТР делят на:

- легкие – до 1,3 г/см³
- облегченные – 1,3 – 1,75 г/см³;
- нормальные – 1,75 -1,95 г/см³;
- утяжеленные – 1,95 -2,20 г/см³;
- тяжелые – больше 2,20 г/см³.

По срокам схватывания делят на [32]:

- быстро схватывающиеся – до 40 мин;
- ускоренно схватывающиеся – 40 мин- 1 час 20 мин;
- нормально схватывающиеся - 1 час 20мин – 2 час;
- медленно схватывающиеся – больше 2 час.

Основные технологические параметры ТР [40]:

Цементным тестом называется смесь цемента с водой. Цемент перед испытанием просеивается через сито 80 мкм.

Водо-цементное отношение – В/Ц – отношение объема воды к весу цемента.

Тесто готовится вручную в сферической чаше в течение 3 минут или на специальных мешалках 5 минут.

Растекаемость, см – определяет текучесть (подвижность) цементного раствора.

Плотность, г/см³ – отношение массы цементного раствора к его объему.

Фильтрация или водоотдача, см³ за 30 мин – величина, определяемая объемом жидкости затворения, отфильтрованной за 30 минут при пропускании цементного раствора через бумажный фильтр ограниченной площади под давлением 1 атм.

Седиментационная устойчивость цементного раствора – определяется водоотделением, т.е. максимальным количеством воды, способным выделиться из цементного раствора в результате процесса седиментации.

Время загустевания (час - мин, начало-конец) – время потери текучести.

Сроки схватывания (час - мин, начало-конец) – определяют время перехода цементного раствора в твердое состояние цементного камня.

Требования к тампонажному камню [34]:

- достаточная механическая прочность.
- непроницаемость для бурового раствора, пластовых вод и газа.
- стойкость к коррозионному воздействию пластовых вод.
- температурная стойкость.
- сохранение объема при твердении и упрочнении.
- минимальная экзотермия.

Материалы для приготовления тампонажных растворов [41]:

- на неорганической основе: вяжущие- цементы, гипс, известь;
- на органической основе: синтетические смолы, битумы, латексы;

- жидкости затворения: пресная вода, минерализованная вода, углеводородные жидкости;
- добавки, регулирующие плотность растворов, придания им закупоривающих свойств (наполнители), снижения стоимости;
- материалы для регулирования сроков схватывания и реологических характеристик (реагенты).

Утяжелители для тампонажных растворов [39]:

Предупреждение осложнений при цементировании достигается регулированием противодействия на пласты, что может быть обеспечено применением тампонажных растворов с увеличенной плотностью. Для этого необходимо повышать плотность дисперсионной среды или твердой фазы.

Распространен второй способ, при котором утяжеление достигается [40]:

- введением утяжелителей;
- совместным помолом клинкера и утяжеляющих добавок;
- увеличением окиси железа в портландцементе.

Реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов:

Ускорители сроков схватывания: это в основном электролиты и такие вяжущие, как гипс и глиноземистый цемент. Самый распространенный – хлористый кальций. Хлористый калий, силикат натрия, хлорид натрия, кальцинированная сода и др.

Замедлители сроков схватывания: используют в растворах для цементирования глубоких и высокотемпературных скважин. Применяют электролиты и органические вещества. Большинство замедлителей - это гидрофобизирующие поверхностно-активные вещества.

Пластификаторы – применяют для повышения текучести растворов.

Понизители фильтрации (водоотдачи) – являются стабилизаторами дисперсных систем и поэтому снижают фильтрацию, например, бентонитовая глина.

2 Экспериментальная часть

На сегодняшний день добычу углеводородов на нефтегазовых месторождениях практически невозможно представить без использования химических реагентов для борьбы с осложнениями при добыче, облегчения транспортировки и подготовки нефти, повышения нефтеотдачи пласта, технологических жидкостей для бурения и глушения скважин, рабочих агентов для поддержания пластового давления скважин, опрессовки трубопроводов. Все вышеперечисленные реагенты и технологические жидкости приходят в уже существующую систему добычи извне и могут оказывать прямое или косвенное воздействие на коррозионную агрессивность добываемой и транспортируемой продукции.

В соответствии с характером коррозионного воздействия, химические реагенты и технологические жидкости условно можно разделить на три группы:

1. Коррозионно-агрессивные реагенты, включающие в себя такие элементы как кислотные составы, растворы глушения на основе неорганических солей и т.д.;

2. Нейтральные реагенты (неионогенные ПАВ, полимеры, органические растворители и т.д.);

3. Реагенты, которые помогают снижать коррозионную агрессивность среды и защищают от коррозии (ингибиторы коррозии и бактерициды, гидрофобизаторы).

Для предотвращения набухания и диспергирования частиц глинистого шлама используют ингибирующие реагенты. В число таких реагентов входят, в частности: неорганические соли (KCl , $NaCl$, $MgCl_2$, $CaCl_2$, Ca_2SO_4 , $KAl(SO_4)_3$ и т.п.) и гидроксиды солей магния и кальция. Однако их использование в глинистых растворах весьма затруднено, поскольку они являются сильными коагулянтами коллоидной глинистой фазы, поэтому неорганические ингибиторы чаще используют в безглинистых буровых растворах (например,

биополимерный хлоркалийевый раствор). При бурении в верхних интервалах скважин (до 2000 м) неорганические соли практически не используются.

2.1 Методика лабораторных испытаний

Сущность метода заключается в выдерживании металлических пластин, которые лишены ржавчины или окалины, в растворах солей, кислоты и щёлочи разной концентрации, взаимодействие раствора соли с ингибиторами марок различных производителей, а также испытания различных ингибиторов в глинистом растворе, при постоянной температуре в течение определенного промежутка времени с последующей оценкой защитной способности ингибитора.

2.2 Оборудование, материалы и реактивы, используемые для проведения эксперимента.

1. Весы аналитические с погрешностью взвешивания 0,0002 грамма.
2. Образцы – свидетели – пластины прямоугольной формы из углеродистой стали размером 75x12.5x1 с выбитыми номерами и отверстием для подвешивания диаметром 0.65 мм, находящимся на расстоянии 5 мм от верхнего края пластины. Размеры образцов измеряют с погрешностью $\pm 0,1$ мм. Площадь поверхности узких граней допускается не учитывать, если она не превышает 10% общей площади образца. Не допускается использование пластин с заметными недостатками (царапины, ржавчина, острые ребра, заусенцы). Торцы должны быть зачищены.
3. Полиэтиленовая испытательная ячейка вместимостью 250 – 500 см³ с крышкой, в которой закрепляются образцы крючками, стойкими к действию кислот.
4. Штангенциркуль с ценой деления 0,05 мм по ГОСТ 166
5. Пинцет пластмассовый
6. Шкурка шлифовальная зернистостью М40 для обработки образцов
7. Бумага фильтрованная по ГОСТ 12026

8. Ацетон по ГОСТ 2603

2.3 Подготовка измерений

Стальные пластины защищаются шкуркой, проводя ею по поверхности в одном направлении вдоль длины пластины до появления металлического блеска. Металлы, выбранные для проведения испытаний, должны подвергаться поверхностной обработке, которая рекомендована для производственного использования. Допускается повторное использование пластины при таком условии, что торцы образцов не прокорродированы. После шлифования измеряется полная поверхность пластин, с помощью штангенциркуля с точностью до 0,1 мм длину, ширину и толщину образца. Площадь отверстий пренебрегается. Затем пластины обезжириваются ацетоном, а дальнейшие операции в отношении образцов проводятся уже с помощью пинцета. Пластины высушивают фильтрационной бумагой и взвешивают на аналитических весах. Результат записывается в граммах с точностью до тысячных.

2.4 Проведение испытаний

Испытательную ячейку полностью заполняют испытуемой жидкостью и подвешивают уже взвешенные образцы в количестве двух штук в одну ячейку так, чтобы пластины были полностью погружены в жидкость и не соприкасались между собой. Также хочется отметить, что все испытания были проведены при комнатной температуре.

После экспонирования пластины вынимаются из раствора, промываются водой, налет, который на них скопился удаляется резинкой, притираются спиртом, затем ацетоном, высушиваются фильтрованной бумагой, с целью полного удаления влаги с исследуемых образцов, и взвешивают на аналитических весах. Результат взвешивания в граммах фиксируется до третьего десятичного знака.

2.5 Расчёт результатов измерений

Скорость растворения стали (мм/год) вычисляют по формуле (1) [25]:

$$C = \frac{1,12*(m-m_1)}{T*S} \quad (1)$$

где:

m – масса пластины до начала анализа, г;

m_1 – масса пластины после анализа, г;

S – площадь пластины, m^2 ;

T – время проведения испытания, ч;

1,12 – коэффициент пересчета.

За результат анализа следует принимать среднее арифметическое трех параллельных определений.

2.6 Анализ полученных экспериментальных данных

Обработка экспериментальных исследований полностью представлена в графическом виде.

Результатом проведенных исследований будут служить графики зависимости солей разных концентраций, кислот, а также ингибиторов защиты от коррозии, с течением времени при комнатной температуре.

2.7 Результаты и их обсуждение

По результатам литературных источников анализ истории скважин с коррозионными отказами, на которых проводились СКО, говорит, что одной из причин усиленного коррозионного воздействия раствора кислоты на металл является превышение длительности контакта кислоты с металлом, связанное с причинами технологического и технического характера:

- неисправность обратного и сбивного клапана, узлов ЭЦН и т. д., не

позволяющие осуществить циркуляцию и вынос кислотного раствора и способствующие таким образом задержке кислоты в определенных зонах подвески;

- «недозадавка» кислоты до приема ЭЦН при обработке через затруб.

Также по результатам анализа литературных источников можно сказать, что с щелочной средой или средой примерно равной семи, коррозионные процессы протекают гораздо медленнее в отличие от среды кислотной, следовательно, выходы из строя внутрискваживанного оборудования сводятся к минимуму. Поэтому, было принято решение рассчитать скорость растворения в стали в концентрациях различных растворов, а также проверить эффективность ингибиторов коррозии трёх образцов.

2.7.1 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических образцов в солях различных концентраций при комнатной температуре

Графики зависимости потери массы металла от времени в солях различных концентраций представлены на рисунках 22 – 25, а также в соответствующих Таблицах 4 – 6.

Таблица 4 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

CaCl ₂					
Концентрация р-ра, %	№ образца	Интервал времени проведения замера, дни			
		1	4	8	12
5	101	9,991	9,989	9,988	9,988
	11	9,833	9,831	9,828	9,827
	86	9,164	9,162	9,160	9,159
10	57	10,112	10,111	10,110	10,109
	9	10,562	10,560	10,559	10,558
	32	9,859	9,859	9,858	9,857
15	102	10,451	10,447	10,445	10,442
	55	10,140	10,136	10,134	10,131
	43	10,071	10,069	10,065	10,063

Продолжение Таблицы 4

20	24	10,189	10,186	10,183	10,181
	13	9,899	9,896	9,893	9,890
	49	10,296	10,294	10,292	10,290
25	45	10,366	10,365	10,363	10,363
	18	10,296	10,295	10,293	10,292
	26	9,838	9,835	9,833	9,831

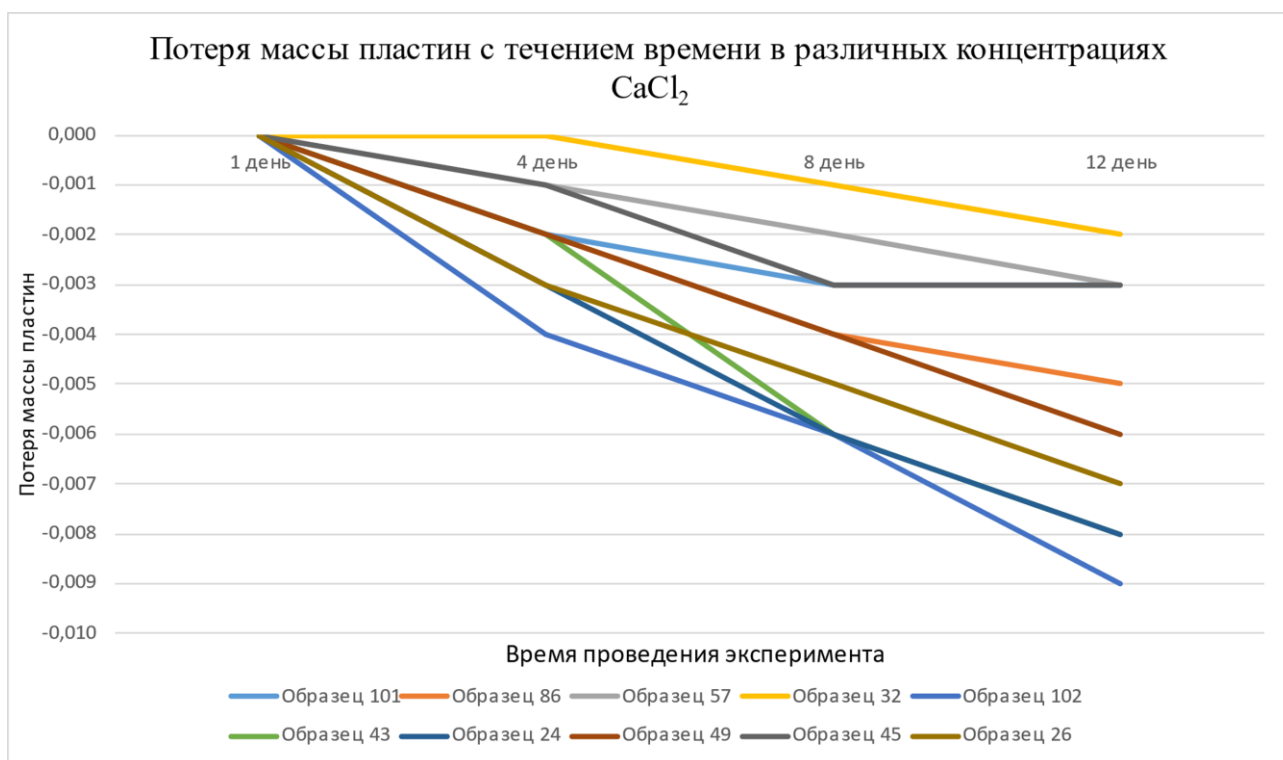


Рисунок 22 – Потеря массы стальных пластин в растворе CaCl₂ в концентрациях 5%, 10%, 15%, 20%, 25%.

Таблица 5 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

KCl					
Концентрация р-ра, %	№ образца	Интервал времени проведения замера, дни			
		1	4	8	12
5	26	9,867	9,863	9,859	9,856
	15	10,209	10,205	10,199	10,196
	30	9,708	9,704	9,698	9,695
10	32	9,881	9,881	9,880	9,880
	19	10,855	10,854	10,852	10,851
	57	10,135	10,133	10,131	10,130
15	45	10,389	10,387	10,385	10,383
	33	10,199	10,197	10,194	10,192
	73	9,801	9,799	9,796	9,794

Продолжение Таблицы 5

20	43	10,103	10,102	10,100	10,098
	46	10,173	10,170	10,167	10,165
	102	10,478	10,477	10,474	10,473
25	86	9,187	9,186	9,185	9,184
	56	9,982	9,980	9,977	9,975
	101	10,018	10,016	10,013	10,011

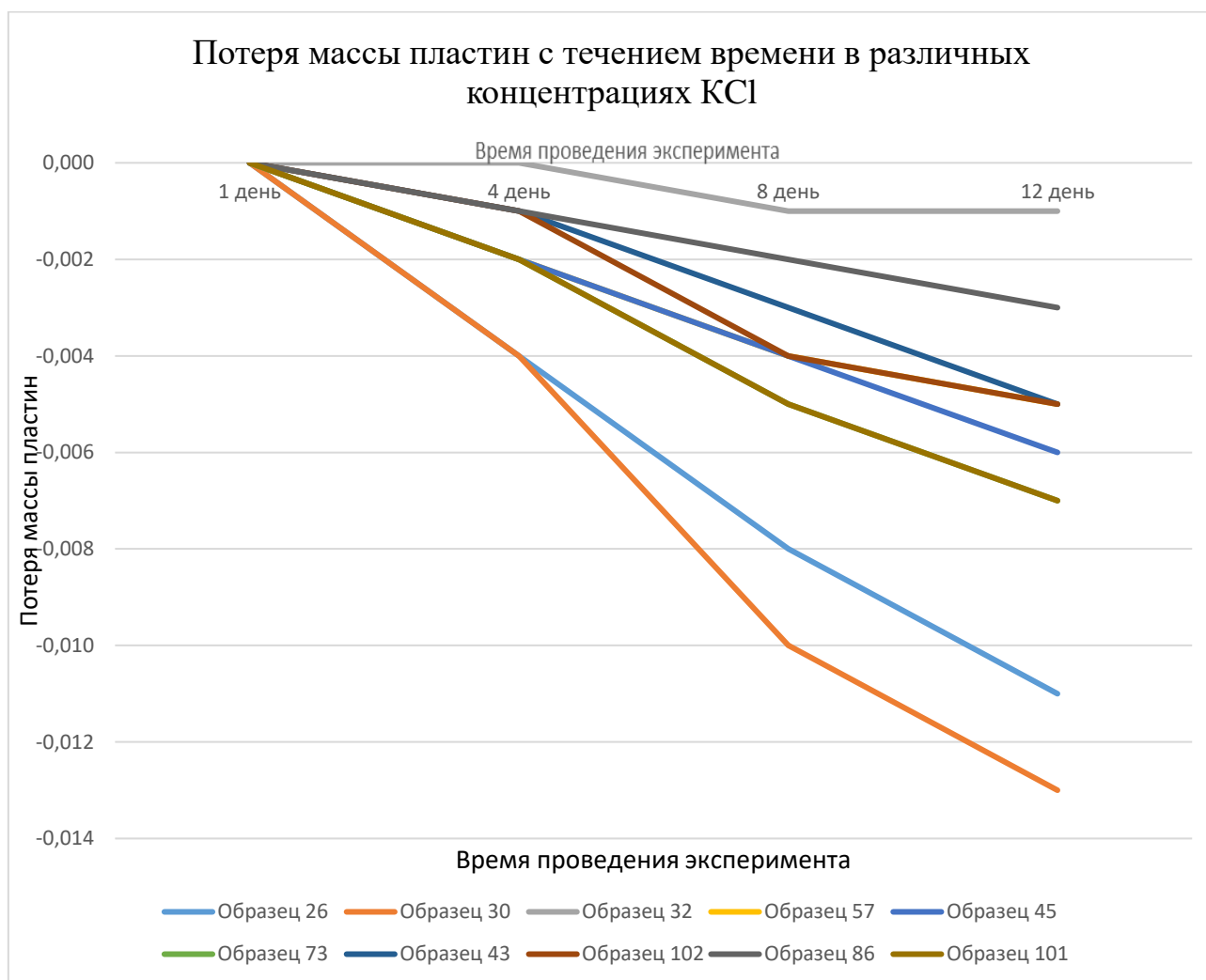


Рисунок 23 – Изменение массы стальных пластин в растворе КСl в концентрациях 5%, 10%, 15%, 20%, 25%.

Таблица 6 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

NaCl					
Концентрация р-ра, %	№ образца	Интервал времени проведения замера, дни			
		1	4	8	12
5	66	10,209	10,205	10,200	10,197
	32	10,303	10,300	10,295	10,291
	102	10,503	10,500	10,496	10,492
10	76	10,222	10,218	10,214	10,210
	9	9,188	9,184	9,176	9,172
	93	9,916	9,913	9,905	9,900
15	25	10,109	10,104	10,098	10,093
	10	10,113	10,108	10,101	10,096
	51	9,563	9,560	9,554	9,550
20	41	10,166	10,162	10,155	10,150
	22	9,928	9,924	9,918	9,913
	77	8,943	8,938	8,932	8,926
25	81	9,862	9,855	9,845	9,838
	235	9,309	9,302	9,292	9,285
	531	10,099	10,092	10,082	10,074

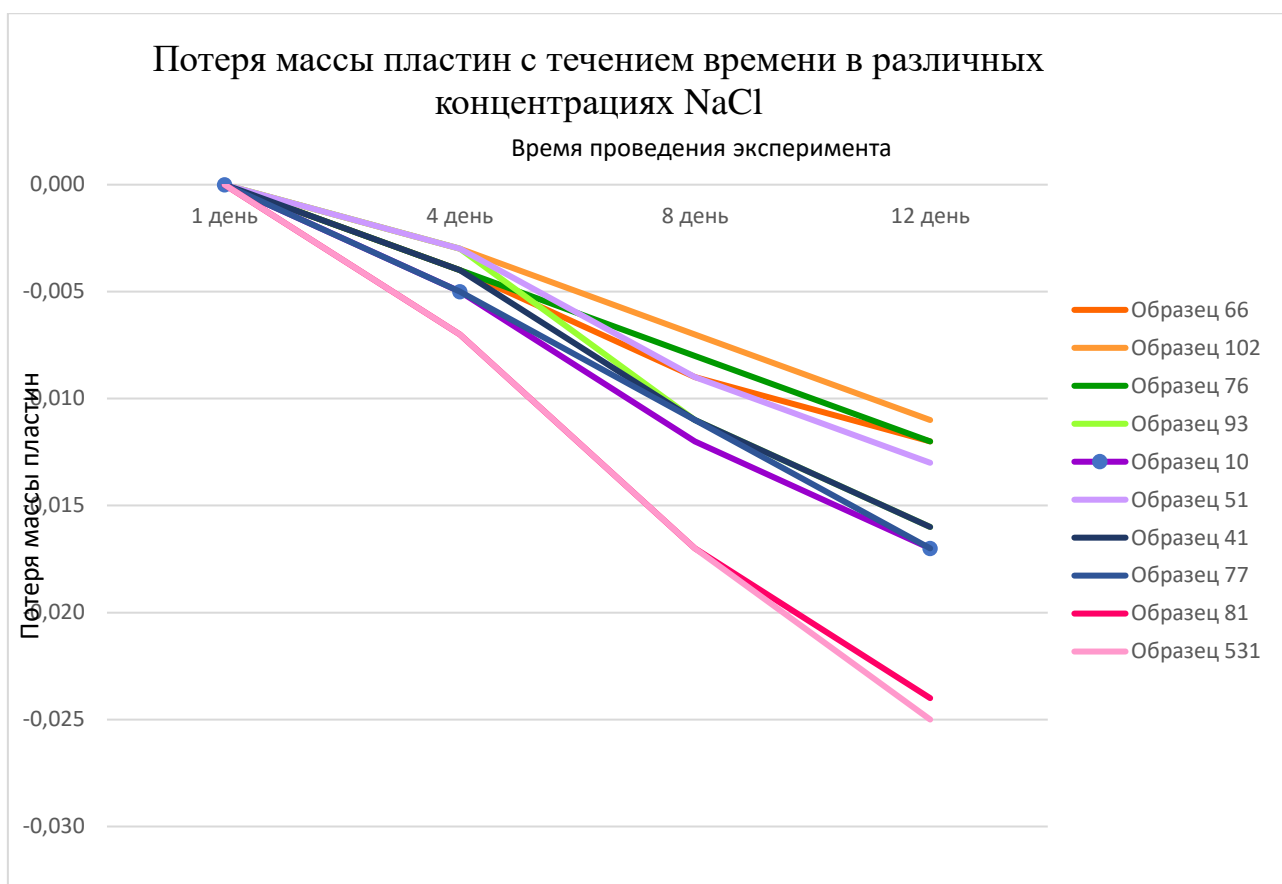


Рисунок 25 – Потеря массы стальных пластин в растворе NaCl в концентрациях 5%, 10%, 15%, 20%, 25%

Наблюдается хоть и незначительная, но потеря массы металлических пластин в растворах соли. Также прослеживается закономерность, что при концентрации 25% раствора соли процесс уменьшения массы протекает быстрее. Средняя скорость растворения стали для 25% раствора хлорида натрия равна $7,975 \cdot 10^{-5}$ мм/год, для 25% раствора хлорида калия равна $4,395 \cdot 10^{-5}$ мм/год, для 25% раствора хлорида кальция составляет $4,085 \cdot 10^{-5}$ мм/год. По окончании эксперимента на дне каждой ячейки отчётливо видно осадок ржавчины. Особых видимых коррозионных повреждений пластин не наблюдается.

2.7.2 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в соли 25% раствора NaCl с образцами ингибиторов при комнатной температуре

Таблица 7 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

Ингибиторы в соли NaCl					
Ингибитор	№ пластины	Интервал времени проведения замера, дни			
		1	4	8	12
Образец №1	43	10,002	10,000	10,000	10,000
	49	10,254	10,254	10,254	10,253
	82	8,355	8,354	8,354	8,354
Образец №2	86	9,103	9,100	9,098	9,097
	57	10,072	10,068	10,065	10,065
	42	10,644	10,640	10,640	10,640
Образец №3	24	10,146	10,139	10,135	10,131
	45	10,334	10,331	10,328	10,325
	56	10,132	10,128	10,124	10,120

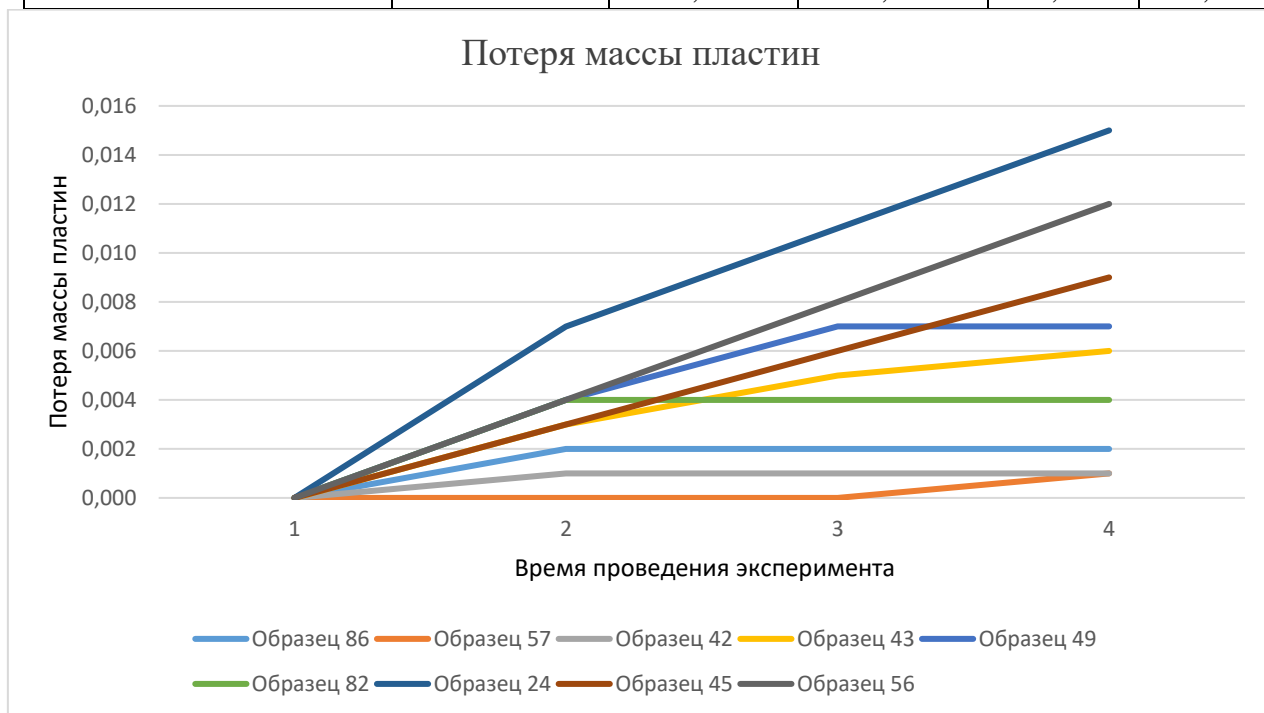


Рисунок 26 – Потеря массы стальных пластин 25% раствора NaCl с ингибиторами

Эффективность ингибитора №1 полностью себя оправдала, средняя потеря массы пластин в течение 12 дней составила 0,001 г. Средняя потеря массы во втором образце составила 0,007 грамма, тестируемый образец №3 потерял более

0,01 грамма. Помимо этого хочется отметить, что коррозионного осадка в образце №1 не наблюдается в отличие от своих конкурентов.

2.7.3 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в 12% растворе кислоты HCl с образцами ингибиторов при комнатной температуре

Таблица 8 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

Ингибиторы в кислоте HCl (12%)				
Ингибитор	№ пластины	Интервал времени проведения замера, дни		
		1	8	30
Образец №1	24	10,093	9,955	9,143
	72	10,432	10,298	9,347
	43	9,943	9,813	8,722
Образец №2	101	9,915	9,863	9,497
	12	9,963	9,912	9,604
	86	9,044	9,002	8,751
Образец №3	89	9,629	9,616	9,546
	14	10,152	10,126	10,000
	32	9,744	9,704	9,522
12% кислота	26	9,748	9,287	7,707
	15	9,85	9,378	7,717
	102	10,345	9,863	8,12

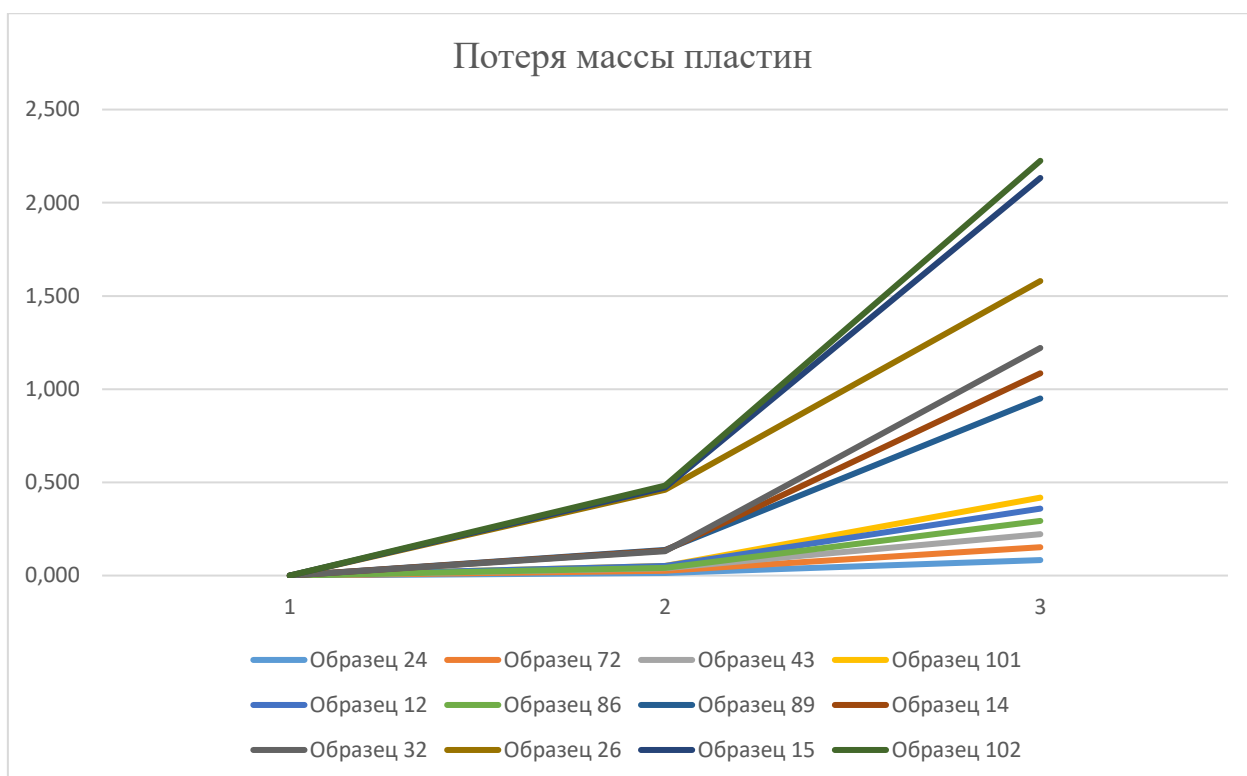


Рисунок 27 – Потеря массы стальных пластин 12% раствора HCl с ингибиторами

Сразу после спуска тестируемых металлических пластин в 12% раствор соляной кислоты без ингибиторов можно заметить процесс окисления и выделения большого количества пузырьков. Именно поэтому жидкости заканчивания должны иметь щелочную среду.

По результатам эксперимента среди ингибиторов можно сказать, что образец №2 потерял в массе больше своих конкурентов (если сравнивать с ингибиторами других компаний), а также отличился наибольшим количеством коррозионного осадка. Образец №1 справился со своей задачей лучше всех и показал наилучшие защитные действия, но потеря массы составила 0,085 г. Также первый образец не позволил изменить внешний вид стальных пластин, чего не скажешь о других образцах. На образцах №2 и №3 наблюдается сплошная точечная коррозия.

2.7.4 Результаты измерений по наблюдению потери массы металлических пластин в глинистом растворе с образцами ингибиторов при комнатной температуре

Таблица 9 – Результаты изменения массы пластин с течением времени

Ингибиторы + глинистый раствор					
Ингибитор	№ пластины	Интервал времени проведения замера, дни			
		1	4	8	12
Образец №1	24	10,101	10,101	10,100	10,100
	73	9,765	9,765	9,765	9,765
	103	9,847	9,847	9,847	9,847
Образец №2	26	9,794	9,785	9,783	9,779
	32	9,802	9,787	9,774	9,765
	22	10,125	10,113	10,100	10,093
Образец №3	86	9,093	9,070	9,068	9,059
	43	9,986	9,969	9,967	9,962
	54	10,520	10,505	10,503	10,496
Глинистый раствор	101	9,943	9,937	9,936	9,931
	102	10,388	10,381	10,38	10,376
	112	9,399	9,393	9,392	9,388



Рисунок 28 – Потеря массы стальных пластин с ингибиторами в глинистом растворе

По результатам эксперимента образец №1 снова справился со своей защитной задачей лучше всех, потеря массы составила менее 0,001 грамма. Потеря массы пластин других ингибиторов составила даже больше чем в глинистом растворе без ингибитора.

2.8 Вывод по экспериментальной части

Основной целью экспериментальной части являлось исследование влияния жидкостей различных сред на металл с течением времени, а также выявление закономерностей.

Данная цель была достигнута выполнением следующих задач:

- проведением эксперимента взаимодействия различных концентрациях солей с металлом;

- проведением эксперимента взаимодействия металла с кислотой;
- проведением эксперимента и анализом наилучшего ингибитора в растворе кислоты, соли, а также глинистом растворе;
- обработкой полученных экспериментальных данных и представлением их в графическом и табличном виде.

3. Социальная ответственность

Социальная ответственность – это сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости. При разработке новых решений обеспечивается: исключение несчастных случаев; защиту здоровья работников; снижение вредных воздействий на окружающую среду; экономное расходование невозобновляемых природных ресурсов.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники производственной, экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, пожарной профилактики и охраны окружающей среды.

Магистерская диссертация направлена на исследование влияния солеотложений эффективной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, особенно в период интенсификации добычи, вызывая сокращение межремонтного периода работы насосного оборудования и снижение продуктивности скважины. В ООО «РН-Юганскнефтегаз» наблюдается снижение темпа добычи нефти по причине частого отказа подземного оборудования вследствие выпадения твёрдых кристаллических отложений солей на различных деталях электроцентробежных насосов, приводящих к заклиниванию вала.

В качестве персонала в данном разделе рассматривается оператор технологических установок.

3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Привод центробежного насоса эксплуатируется в насосном цехе нефтеперекачивающей станции. Основным оборудованием насосного цеха являются электродвигатели и центробежные насосы.

Первостепенное значение при охране труда и техники безопасности при эксплуатации привода центробежного насоса уделяется соблюдению «Правил безопасности при эксплуатации электроустановок».

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

Согласно Постановлению Минтруда РФ и Минобразования РФ от 13 января 2003 года №1/29 все сотрудники и руководитель обязаны проходить обучение по охране труда и проверку знания требований охраны труда для обеспечения профилактических мер по сокращению производственного травматизма. Особенно это важно для данного производства.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера, - 16 календарных дней.

Требования промышленной безопасности соблюдаются согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 установлены требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов; конструировании, изготовлении, ремонте машин, механизмов, других технических устройств; разработке технологических процессов; подготовке и аттестации работников; организации производства и труда; взаимодействии Госгортехнадзора России с организациями по обеспечению безопасных условий производства и рационального использования природных ресурсов.

3.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Выполнение работ в насосном цехе нефтеперекачивающей станции сопровождается вредными и опасными факторами согласно, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Факторы (Гост 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Раз-ра-бот-ка	Изготовление	Эксплуата-ция	
Повышенный уровень шума в рабочем помещении	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются: ГОСТ 12.1.00383 [42]; Требования к уровню вибрации устанавливаются: ГОСТ 12.1.012-2004 [43];
Повышенный уровень локальной вибрации	-	+	+	
Недостаток освещенности	+	+	+	Требования к уровню освещения устанавливаются: СНиП 4156 – 86 [44],
Повышенное содержание вредных веществ в воздухе	+	+	+	
Опасность поражения электрическим током	-	+	+	СНиП 23-05-95 [45]; Требования к воздуху рабочей среды устанавливаются:
Пожароопасность	-	+	+	ГОСТ 12.1.00588 [46]; Требования для обеспечения безопасности от поражения электрическим током устанавливаются:
Опасность механических повреждений	-	+	+	ГОСТ Р 50571.3-94 [47]; Требования пожарной безопасности

				устанавливаются: ГОСТ 12.1.004-91 [48]; Требования безопасности для предотвращения механических повреждений устанавливаются: ГОСТ 12.2.003-74 [49].
--	--	--	--	---

Рассмотрим по отдельности каждый фактор, его источник возникновения, воздействие на организм человека, средства защиты и мероприятия по снижению уровня воздействия его на человека.

3.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный уровень шума в рабочем помещении

Появление шума связано с работой эксплуатируемых агрегатов по перекачке нефти, а также их электродвигателей. Воздействие шума может привести к сочетанию профессиональной тугоухости (неврит слухового нерва) с функциональными расстройствами центральной нервной, вегетативной, сердечно-сосудистой и других систем, которые могут рассматриваться как профессиональное заболевание – шумовая болезнь.

Работа оператора технологических установок связана с нахождением в рабочей зоне. Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.00383«ССБТ. Шум. Общие требования безопасности», согласно которому

уровень шума должен находиться в пределах 70-80 Дб при заданных условиях работ [42].

Таблица 5 – Предельно допустимые уровни шума

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ									По шкале
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Цех	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Щит управления	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Методы борьбы с шумом:

- Уменьшение шума в источнике (замена ударных процессов на безударные, своевременный ремонт, замена металлических деталей на пластмассовые);
- Применение дистанционного управления шумными машинами;
- Применение средств индивидуальной защиты. (промышленные беруши, наушники).

Повышенный уровень вибрации в рабочем помещении

Одним из наиболее вредных для человеческого организма производственных факторов является вибрация. Под вибрацией понимается колебание твёрдых тел. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие неуравновешенные силовые воздействия при работе насоса и электродвигателя.

При длительном воздействии вибрации на человека страдают отделы центральной нервной системы, желудочно-кишечного тракта и вестибулярного аппарата человека, а также это приводит к профессиональным заболеваниям, основной из которых является – виброблезнь, признаки которой: головокружение, онемение нижних конечностей и потеря ориентации в пространстве.

Требования по ограничению неблагоприятного воздействия вибрации определены в ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [43].

Гигиенические нормы вибрации представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Среднеквадратичная скорость, Гц									
	Логарифмический уровень виброскорости									
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Цех	-	103	100	101	106	112	118	-	-	-

Для защиты от вибрации по СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 предусматриваются виброизолирующие материалы под оборудование (пружины, резины и другие прокладочные материалы).

Для защиты рук от воздействия локальной вибрации, согласно ГОСТ 12.4.002-74, применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием и т.п.), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке (ГОСТ 12.4.046-78).

Для защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве.

Недостаток освещённости

Освещённость объектов нефтяной промышленности должна удовлетворять СНиП 4156 – 86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» [44]. Освещённость рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

При планировании ОПЗ в камеральном помещении искусственное освещение осуществляется с использованием системы общего равномерного

освещения. Источники искусственного освещения – люминесцентные лампы типа ЛБ 40, попарно объединённых в светильнике, мощность одной лампы – 40 Вт. Для офиса общего назначения с использованием ПК нормы освещенности составляет 200–300 лк.

При осуществлении ОПЗ персонал находится и перемещается по территории месторождения. Проектирование нефтегазовых объектов осуществляется в соответствии с нормами, представленными в [7]. Для освещения промышленной территории рекомендуется использование прожекторов типа ПЗС-45 или ПЭС-35.

Повышенное содержание вредных веществ в воздухе

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свищи, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становятся реже пульс и дыхание, понижается температура тела.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.00588: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³, H₂S – 0,1 мг/м³ [46].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

3.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор - фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

Опасность поражения электрическим током

При обслуживании агрегатов для перекачки нефти существует опасность поражения электрическим током.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, защиты от опасного искрения, статического электричества и опасных воздействий молнии на НПС выполняется комплексное защитное устройство, состоящее из нулевых защитных проводников, уравнивающих проводников и заземляющих проводников, заземлителей согласно ГОСТ Р 50571.3-94 [47].

Средства защиты от поражения электрическим током:

- 1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.);
- 2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.);
- 3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.);
- 4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.);
- 5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.).

Пожароопасность

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие

трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара. Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник имеет токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник максимально надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества проводятся одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств проводятся не реже одного раза в год.

Нормативные документы, регулирующие пожарную безопасность на предприятии, осуществляющем строительные-монтажные работы, являются:

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования» [48], «СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений» и СНиП П280 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений»

Опасность механических повреждений

Источниками механических опасностей являются движущиеся части агрегатов и механизированные устройства.

Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности. Опасность заключается в том, что работа проводится с рабочим двигателем, соответственно вал двигателя находится в движении, соответственно вал двигателя находится в движении, что может привести к механическим повреждениям частей тела человека.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением [49]. Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса. Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.).
2. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
3. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства.

3.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

– загрязнение окружающей среды промышленными и бытовыми отходами; развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

– загрязнение окружающей среды нефтью и конденсатом вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

Основными мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и конденсата, повышение герметичности и надежности промыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива, снижение образования токсичных продуктов сгорания.

К сфере защиты ОС и рационального использования природных ресурсов относится и экономия ресурсов, в частности, энергетических. Реальным вкладом здесь может стать экономия электрической и тепловой энергии на территории предприятия. Во-первых, это улучшает экономические показатели деятельности предприятия (уменьшение расходов на электротепловую энергию). Во-вторых, экономия энергии означает уменьшение газа, мазута, угля, сжигаемого в топках котлов ТЭС и электроустановок (котельных) промпредприятий города Томска и области и одновременное уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Несмотря на кажущуюся малость вклада в энергосбережение и в защиту атмосферного воздуха от загрязнения массовое движение в этом направлении, в том числе, в быту, принесет значимый эффект.

Работа в насосном цеху сопряжена с образованием и выделением газообразных, жидких и твердых отходов.

Защита атмосферы

Газообразные отходы, загрязняющие воздух помещения: естественные выделения - углекислый газ, пары воды, летучие органические соединения - ЛОС (альдегиды, кетоны), азотистые соединения и др. органов дыхания человека; бытовая пыль; ЛОС, выделяющиеся в процессе эксплуатации отделочных материалов, лакокрасочных покрытий мебели и др.

Перед выбросом воздух помещений подвергается обязательной очистке в фильтровентиляционных системах, что предотвращает атмосферу от загрязнения.

Защита гидросферы

Жидкие отходы - бытовые отходы, образующиеся в процессах влажной уборки помещений, при пользовании водопроводом, туалетом и т.п.

Защита литосферы

При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки офисного оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы); отработанные люминесцентные лампы; офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – надлежит руководствоваться Постановлением Администрации г. Томска от 11.11.2009 г. №1110 (с изменениями от 24.12.2014): бытовой мусор после предварительной сортировки складировать в специальные контейнеры для бытового мусора (затем специализированные службы вывозят мусор на городскую свалку); утратившее потребительские свойства офисное оборудование передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах. Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности. Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции.

3.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (ЧС)

Чрезвычайная ситуация - опасное природное явление. Чрезвычайные ситуации постоянно сопровождают человека, угрожают его жизни, приносят боль, страдания, травмы, гибель людей, повреждают и уничтожают материальные ценности, наносят ущерб окружающей природной среде, обществу, цивилизации.

Возможными ЧС на данном производстве являются взрывы. Взрывы происходят по разным причинам, чаще всего из-за загазованности рабочей зоны и пренебрежения техники безопасности. При взрыве на предприятии возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, переломы и травмы. Кроме того, ударная волна может отбросить человека на значительное расстояние и причинить ему при ударе о землю (или препятствие) различные повреждения.

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации центробежного насоса может быть возникновение пожара. Основополагающими законодательными актами в области пожарной безопасности являются Федеральные законы "О пожарной безопасности" и "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" определяющие общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в Российской Федерации.

К мерам предотвращения пожара относятся: применение средств защитного отключения возможных источников загорания (защитного зануления); применение искробезопасного оборудования; применение устройства молниезащиты здания; выполнение правил (инструкций) по пожарной безопасности.

К мерам противопожарной защиты относятся: применение пожарных извещателей; средств коллективной и индивидуальной защиты от факторов пожара; системы автоматической пожарной сигнализации; порошковых или углекислотных огнетушителей, два ящика с песком 0,5 м³.

Организационно-технические мероприятия: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности; разработка схемы действия администрации и работающих в случае пожара, организация эвакуации людей; организация внештатной пожарной дружины.

При обнаружении загорания рабочий немедленно сообщает по телефону 01 в пожарную охрану, сообщает руководителю, приступают к эвакуации людей и материальных ценностей. Тушение пожара организуется первичными средствами с момента обнаружения пожара. Пострадавшим при пожаре обеспечивается скорая медицинская помощь.

Для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям, согласно п.412. служат изоляция токоведущих частей, применение ограждений и оболочек, установка барьеров, размещение вне зоны досягаемости, устройства защитного отключения (УЗО).

Для защиты от косвенного прикосновения применяются: защитное заземление и защитное зануление.

Даже если при электропоражении работающий внешне сохранил формат нормального самочувствия, он должен быть осмотрен врачом с заключением о состоянии здоровья, т.е. пострадавшему должна быть обеспечена скорая медицинская помощь. Предварительно пострадавший должен быть освобожден от действия электрического тока. Если при этом отключить напряжение быстро невозможно, освобождение от электричества пострадавшего производится, изолировав себя диэлектрическими перчатками или галошами. При необходимости перерезать провода (каждый в отдельности) инструментом с изолированными ручками. Если есть необходимость (при потере сознания, остановке сердца и т.п.) оказания первой помощи, то до прибытия медработника необходимо начать делать: наружный массаж сердца, искусственное дыхание.

Для предотвращения от поражения электрическим током при прикосновении к корпусам электроустановок, находящихся под напряжением

при пробое изоляции или в других случаях, необходимо рассчитать и установить защитное заземление.

Таблица 7 - Исходные данные

Напряжение электроустановки U, В	380
Расчетный ток замыкания на землю I _з , А	-
Мощность питающего трансформатора Р, кВа	250
Форма вертикальных заземлителей	Труба
Размеры вертикальных заземлителя, м l/d	3,0/0,06
Глубина заложения t ₀ , м	0,7
Расстояние между вертикальными заземлителями а, м	4,5
Род грунта	Суглинок
Климатическая зона	II
Конфигурация заземлителя	Контур

Для электроустановок напряжением до 1000 В сети с изолированной нейтралью при мощности питающего трансформатора Р > 100кВА допустимое сопротивление заземляющего устройства R_з ≤ 4 Ом, удельное сопротивление суглинка 100 Ом*м.

Сопротивление растеканию одиночного заглубленного трубчатого вертикального заземлителя подсчитываем по формуле.

$$R_B = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + 0,5 \lg \frac{4S - l}{4S + l} \right)$$

где S = t₀ + 0,5l = 0,7 + 1,5 = 2,2 м;

$$\rho = \rho_{\text{грунта}} \psi = 100 * 1,7 = 170 \text{ Ом} * \text{м}$$

(значение ρ_{грунта} [9], величина коэффициента сезонности для вертикальных электродов ψ = 1,7, для II климатической зоны) [9].

$$R_B = 0,366 \frac{170}{3} \left(\lg \frac{2 * 3}{0,06} + 0,5 \lg \frac{4 * 2,2 - 3}{4 * 2,2 + 3} \right) = 44,59 \text{ Ом}$$

При η_{В0} = 1 находим исходное число вертикальных труб

$$n_1 = \frac{R_B}{R_3} = \frac{44,59}{4} \approx 11 \text{ шт.}$$

Для $n_1 = 11$ и $a/l = 4.5/3=1.5$ с учетом интерполяции имеем $\eta_{B_1} = 0,6$ [1].

Уточняем число труб

$$n_2 = \frac{R_B}{R_3 \eta_{B_1}} = \frac{44,59}{4 * 0,6} = 19 \text{ шт.}$$

Аналогично предыдущему $\eta_{B_2} = 0,56$

$$n_3 = \frac{R_B}{R_3 \eta_{B_2}} = \frac{44,59}{4 * 0,56} = 19,9 \text{ шт.}$$

Округляем до ближайшего целого, окончательно принимаем

$$n = 20; n_B = 0,55$$

Для полосового заземлителя, расположенного в земле, сопротивление растеканию [1].

$$R_r = 0,366 \frac{\rho}{L} \lg \frac{2L^2}{b_0 t_0}$$

Где $L = 1,05 an = 1,05 * 4,5 * 20 = 94,5$ м

$\rho = \rho_{\text{грунт}} \psi = 100 * 4 = 400$ Ом * м (значение коэффициента сезонности для горизонтальной полосы $\psi = 4$ для II климатической зоны [1].)

$$R_r = 0,366 \frac{400}{94,5} \lg \frac{2 * 94,5^2}{0,04 * 0,7} = 8,99 \text{ Ом}$$

при $n = 20$, $a/l = 1,5$ и расположении труб в заземлителе по контуру $\eta_r = 0,295$

Вычислим результирующее сопротивление растеканию группового заземлителя по формуле:

$$R_{\text{гр}} = \frac{R_B * R_r}{R_B * \eta_r + n * R_r \eta_B} = \frac{44,59 * 8,99}{44,59 * 0,295 + 20 * 8,99 * 0,55} = 3,6 \text{ Ом}$$

Так как вычисленное $R_{\text{гр}} < R_3$, то определенные в ходе расчета число труб $n = 20$ и длину соединяющей полосы $L = 94,5$ м принимаем окончательно.

Показателем того, что расчет защитного заземления выполнен верно является выполняющееся неравенство: $R_3 \leq R_d$.

Вывод по разделу

В главе социальная ответственность были выявлены, как вредные, так и опасные факторы. Произведен анализ способов борьбы с ними, рассмотрено потенциальное воздействие на окружающую среду: гидросферу, литосферу и атмосферу.

Практическая значимость полученных результатов важна для организации безопасных производственных условий. Производственная работа в насосном цехе нефтеперекачивающей станции организована в соответствии со всеми требованиями и нормами и не нуждается в улучшении и совершенствовании.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Магистерская диссертация направлена на исследование образования видов коррозии в различных растворах.

В данной главе отражены и проведены расчеты расходов, направленных на осуществление научного исследования, обусловленного тематикой магистерской диссертации.

4.1 SWOT-анализ

Первый этап анализа заключается в описании сильных и слабых сторон исследовательской работы, а также возможностей и угроз для её реализации, исходящих из внешней среды. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в приложении Б, таблица Б.1.

На втором этапе производится выявление соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Определение соответствий/несоответствий направлено на оценку степени необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 8, 9, 10 и 11.

Таблица 8 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

	Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	0	+	+	0
	B2	-	+	+	+
	B3	-	+	+	+
	B4	-	-	-	-

При анализе первой интерактивной матрицы, можно отметить те комбинации возможностей и сильных сторон проекта, корреляция которых наиболее значительна: B1C2C3, B2C2C3C4, B3C2C3C4.

Таблица 9 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	V1	-	-	-	-
	V2	-	-	-	+
	V3	-	+	+	-
	V4	-	-	-	-

При анализе второй интерактивной матрицы, можно выделить возможности и слабые стороны проекта с наиболее значительной корреляцией: В2Сл4, В3Сл2Сл3.

Таблица 10 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

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

Для третьей интерактивной матрицы характерной является комбинация взаимосвязанных угроз и сильных сторон проекта: У2С2С4.

Таблица 11 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

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

Четвертая интерактивная матрица может быть охарактеризована наличием следующих комбинаций сильно коррелирующих угроз и слабых сторон проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2Сл4, У3Сл3, У4Сл1Сл2.

В качестве третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа, которая представлена в приложении Б, таблица Б.2.

4.2 Планирование научно-исследовательской работы

4.2.1 Структура работы в рамках научного исследования

Порядок планирования комплекса предполагаемых работ имеет следующую структуру:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Каждый вид запланированных работ должен иметь соответствующие должности исполнителей.

Составление списка этапов и работ в рамках проведения научного исследования с обязательным распределением исполнителей по категориям работ является основой в планировании научно-исследовательской работы.

Составленный порядок этапов и работ, а также распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Научный руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Магистрант
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, Магистрант
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск теоретических положений о коррозии, а также ее видов и борьбы	Магистрант
	6	Проведение экспериментов по образованию видов коррозии в различных средах	Магистрант
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Научный руководитель, Магистрант
Оформления отчета по проведенным исследованиям	8	Написание пояснительной записки	Научный руководитель, Магистрант

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

В большинстве случаев значительную часть стоимости исследования составляют трудовые затраты. Следовательно, необходимо определить трудоемкость работ, относящихся к каждому из участников научно-исследовательского проекта.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, так как она зависит от множества факторов, учет которых затруднителен. Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ применяется формула (2):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (2)$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

На основе ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , которая учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 3). Данное вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i} \quad (3)$$

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

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

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одинаковую работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Исходя из наглядности и максимальной простоты визуализации, в качестве графика проведения научного исследования выбирается диаграмма Ганта. Она является горизонтальным ленточным графиком, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для облегчения процесса построения графика, длительность каждого из этапов работ следует перевести из рабочих дней в календарные по формуле (4):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности для 2021 года определяется по формуле (5):

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Так как согласно «Производственному календарю на 2020 год для пятидневной рабочей недели» $T_{\text{кал}} = 365$, $T_{\text{вых}} = 104$, $T_{\text{пр}} = 14$, то коэффициент календарности в 2021 году равен 1,478.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблицу 10. На основе таблицы 13 производим построение план-графика.

Таблица 13 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,8	Научный руководитель	3	4
Выбор направления исследований	4	6	4,8	Научный руководитель	5	7
Подбор и изучение литературы по теме	14	21	16,8	Магистрант	17	25
Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Научный руководитель, Магистрант	1	2
Поиск теоретических положений о коррозии в различных растворах	4	7	5,2	Магистрант	5	7
Проведение экспериментов по образованию коррозии и потери массы металлических пластин	28	35	30,8	Магистрант	31	46
Оценка результатов исследования	7	8	7,4	Научный руководитель, Магистрант	4	6
Написание пояснительной записки	7	14	9,8	Научный руководитель, Магистрант	5	7

№	Вид работы	Исполнители	Ткí, кал. дни	Продолжительность выполнения работ*															
				Февраль				Март				Апрель				Май			
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	4	■															
2	Выбор направления исследований	Научный руководитель	7	■	■														
3	Подбор и изучение литературы по теме магистерской диссертации	Магистрант	25			■	■	■	■										
4	Календарное планирование работ	Научный руководитель, Магистрант	2						■	■									
5	Поиск теоретических положений о коррозии в различных растворах	Магистрант	7							■	■								
6	Проведение экспериментов по образованию коррозии и потери массы металлических пластин	Магистрант	46								■	■	■	■	■	■			
7	Оценка результатов и исследований	Научный руководитель, Магистрант	6													■	■		
8	Подготовка пояснительной записки	Научный руководитель, Магистрант	7													■	■		

* Примечание к рисунку: ■ - Научный руководитель ■ - Магистрант
Шкала продолжительности работ на плане - в неделях

Рисунок 33. Календарный план-график проведения НИР по теме магистерской диссертации

4.3 Бюджет научно-технического исследования

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

К материальным затратам относится стоимость реагентов и расходных материалов, необходимых для проведения экспериментов. Материальные затраты отражены в таблице 14.

Таблица 14 – Материальные затраты научно-технического исследования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Светлая молочная кислота PURAC	мл	37	13,39	495,43
Гуар J580 (I580)	г	24	0,8	19,2
Сшиватель В264А	мл	19	0,7	13,3
Хлорид калия	г	133	0,065	8,65
Дистиллированная вода	г	9555	0,02	191,1
Итого:				727,68

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада.

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, занятых в процессах научно-технического исследования, (включая премии, доплаты), а также их дополнительную заработную плату (формула 6):

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле (7):

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}}, \quad (7)$$

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

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (8):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, пятидневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, шестидневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 15).

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Исполнители	
	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	24	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	175

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле (9):

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (9)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (30 % от $Z_{\text{тс}}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок может иметь значение от 0,2 до 0,5 (от 20 до 50 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Результаты расчета основной заработной платы исполнителей научно-исследовательского проекта представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,389	2,430	18	43,740
Магистрант	1,906	0	0	1,3	2,478	0,159	63	10,017
Итого $Z_{осн}$								53,757

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы (10):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (10)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды (фонд обязательного медицинского страхования, пенсионный фонд и др.).

В соответствии со статьей 425 Налогового Кодекса Российской Федерации на 2021 год установлен размер страховых взносов равный 30 %. Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2020 году вводится пониженная ставка – 20 % (статья 427 НК РФ). Рассчитанные значения отчислений во внебюджетные фонды приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Зарботная плата, тыс. руб.	
	Основная	Дополнительная
Научный руководитель	43,740	5,249
Магистрант	10,017	-
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,2	
Отчисления по строке «Научный руководитель»	9,798	
Отчисления по строке «Магистрант»	2,003	
Итого	11,801	

4.3.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Для научно-исследовательской работы рассчитанная величина затрат является основой для формирования общего бюджета затрат проекта, который защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции при формировании договора с заказчиком.

Результаты расчета итогового бюджета затрат научно-исследовательского проекта приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат НТИ

Название статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	727,68
2. Затраты по основной заработной плате участников проект	53757
3. Затраты по дополнительной заработной плате участников проекта	5249
4. Отчисления во внебюджетные фонды	11801
5. Бюджет затрат научно-технического исследования	71534,68

4.3.5 Оценка эффективности применения различных брейкерных систем

Суть экспериментальной части работы состояла в анализе потери массы металлических пластин с течением времени в различных ингибиторах. Однако, по

объективным причинам, в настоящее время исследование проводится только на одном ингибиторе фирмы Nalco.

Эффективность каждого из исследованных реагентов можно оценить по формуле (11):

$$I_{\text{эфф}} = \sum_{i=1}^n k_i \cdot N_i, \quad (11)$$

где k_i – i -й весовой коэффициент;

N_i – оценка i -го критерия эффективности;

n – количество критериев эффективности.

Полученные в результате расчета по формуле (11) значения представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Эффективность исследованного деструктора

Брейкер (деструкторы)	Критерии эффективности					Оценка эффективности
	Простота проведения обработки	Степень защиты от коррозии	Стоимость реагента	Отсутствие нераствори мого осадка	Доступнос ть реагента	
Ингибитор Nalco	6	8	10	8	10	8,40

Согласно результатам анализа исследований, ингибитор фирмы Nalco является эффективной.

В целом применение наиболее эффективных видов ингибиторов сочетает в себе невысокую стоимость и доступность реагентов, а также значительную эффективность обработки и защиты от коррозии.

Заключение

В результате комплекса проведенных теоретических и экспериментальных исследований были сделаны следующие выводы:

Исследованные стальные пластины в водных растворах различных солей разной концентрации имеют следующие особенности:

Наибольшая коррозионная активность, выраженная в потере массы пластин, наблюдается в растворе соли NaCl с концентрацией 25%.

Наименьшая коррозия наблюдается в растворе соли CaCl_2 с концентрацией 10%.

Наиболее эффективными и стабильными антикоррозионными свойствами в течение длительного времени обладает ингибитор коррозии образца №1.

Антикоррозионные свойства ингибиторов коррозии в растворе соли NaCl и кислоте HCl всех образцов лучшим образом проявляются в начальный период времени.

Антикоррозионные свойства ингибиторов коррозии в глинистом растворе лучшим образом проявляются по истечении первого периода времени в течение 4 дней.

Действие ингибитора «образец №3» несколько хуже в сравнении с другими исследованными ингибиторами коррозии.

Список используемой литературы

1. Козлов В.А. Основы коррозии и защиты металлов: учебное пособие / В.А. Козлов, М.О. Месник – Иваново, 2011. – 177 с.
2. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё / В.Н. Ивановский // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2011. - №1. – С. 18-25.
3. Азаренов Н.А. Коррозия и защита металлов. Часть I. Химическая коррозия металлов: учебное пособие / Н.А. Азаренов, С.В. Литовченко, И.М. Неклюдов, П.И. Стоев – Харьков: ХНУ, 2007. – 187 с.
4. Фархутдинова А.Р. Составы ингибиторов коррозии для различных сред / А.Р. Фархутдинова, Н.И. Мукатдисов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. - №4. – С. 272-276.
5. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2006. – 621 с.
6. Федин Д.В. Сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов / Д.В. Федин, А.Ф. Бархатов, А.А. Вазим // Известия Томского политехнического университета. – 2012. - № 6. – С. 32- 35.
7. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями / Ф.М. Мустафин // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf, свободный.
8. Кузнецов Ю.Н. Возможности защиты ингибиторами коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю.Н. Кузнецов, Р.К. Вагапов, Р.В. Игошин // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2010. - № 1. – С. 38-41.
9. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии / В.А. Тимонин // Анतिकор– Гальваносервис: Труды Междунар. Научно-практ.

конф.

– М., 2007. – С. 54–57.

10. Гребенькова Г.Л. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов / Г.Л. Гребенькова, Е.Н. Сафонов, Р.Р. Терегулов, В.И. Агапчев // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – http://www.ogbus.ru/authors/Grebenkova/Grebenkova_1.pdf, свободный.

11. Мукатдисов Н.И. Исследование неклассических катионных ПАВ как компонентов ингибитора коррозии

12. / Н.И. Мукатдисов, А.Р. Фархутдинова, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №14. – С. 212-215.

13. Гречнев Н.П., Кузнецов Н.П. Опыт применения ингибитора коррозии «Север 1» для защиты нефтепромыслового оборудования системы ППД / Проблемы защиты нефте- и газопромыслового оборудования и сооружений от коррозии: Тез. докл. Всесоюзн. научно-техн. совещ. - Тюмень. - 1983.-С. 26-27

14. Роде Ф. Л.. Измерение скорости коррозии внутренней поверхности труб. / OilandGasJ. - 1957. - 55.-Vol. 55. - No. 26. - P. 147 - 149. // РЖХимия. - 1958. - 36636.

15. Лабораторные исследования коррозии, вызываемые водой, содержащейся в малосернистой нефти. / Corrosion. - 1957. - Vol.13. - No. 11.— P.69-71. //РЖХимия. - 1959. - 15713.

16. Роднерс В.Ф. Определение величины рН воды нефтяных скважин. / Corrosion. - 1956. - Vol.12. - No. 12. - P. 19 - 25. // РЖХимия. - 1957.

17. Ингибиторы коррозии металлов. Сборник научных трудов МГПИ им. В.И. Ленина (Кафедра общей и аналитической химии) 1979, 123-124с.

18. Саакян Л.С., Ефремов А.П., Соболева И.А. и др. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. Справочник рабочего - М.: Недра, 1985.-С.206.

19. Тюльпаков Д.Б., Биккинеев Р.Х., Галахов М.В. Синтез амидо-эфиров фосфорной кислоты на основе фторированных эфиров / РЖХимия. - 1990. -

19Ж464.

20. Микробная коррозия и ее возбудители / Андреев Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. - Киев: Наукова думка. - 1980. - С. 288.

21. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромышленного оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский // Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». - М.: ВНИИОЭНГ. - 1979. - С. 56.

22. Абдуллин, И.Г. Коррозия нефтегазового и нефтегазопромышленного оборудования: Учебное пособие [Текст] / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков, М.В. Кузнецов. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1990. – 72 с.

23. Гутман, Э.М. Защита нефтепромышленного оборудования от коррозии [Текст] / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов и др. – М.: Недра, 1983. – 235 с.

24. Каплан, Л.С. Особенности эксплуатации обводнившихся скважин погружными центробежными насосами [Текст] / Л.С. Каплан. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 77 с.

25. Саакисян, Л.С. Защита нефтепромышленного оборудования от коррозии: Справочник рабочего [Текст] / Л.С. Саакисян, А.П. Ефремов, И.А. Соболева и др. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

26. Тронов, В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД [Текст] / В.П. Тронов, А.В. Тронов. – Казань: Фэн. 2001. – 560 с.

27. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов [Текст] / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.

28. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела [Текст] / В.И. Кудинов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 720 с.

29. Зейгман, Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебное пособие [Текст] / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 232 с.

30. Карюхина, Т.А. Химия воды и микробиология [Текст] / Т.А. Карюхина, И.Н. Чурбанова. – М.: Стройиздат, 1974. – 216 с.
31. Возная, Н.Ф. Химия воды и микробиология [Текст] / Н.Ф. Возная. – М.: Высшая школа, 1979. – 340 с.
32. Акимов, В.Н. Стандартные термины в водном хозяйстве [Текст] / В.Н. Акимов; под ред. Н.Н. Михеева. – М.: НИИ-Природа, 1999. – 140 с.
33. Алексеев, Л.С. Контроль качества воды: Учебник [Текст] / Л.С. Алексеев. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 154 с.
34. Ли, А.Д. Борьба с образованием сероводорода в нефтяных пластах при заводнении [Текст] / А.Д Ли, П.И. Полюбай. – М.: ВНИИОЭНГ-ТНТО, 1974. – 87 с.
35. Сулин, В.А. Воды нефтяных месторождений СССР [Текст] / В.А. Сулин. – М.-Л., ОНТИ, Главн. ред. горн.-топливн. литературы, 1935. – 367 с.
36. Алексеев, Л.С. Улучшение качества мягких вод [Текст] / Л.С. Алексеев, В.А. Гладков. – М.: Стройиздат, 1994. – 152 с.
37. Саакян Л.С. Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. М., Недра, 1982г., 227с.
38. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х. Электрохимические методы подбора и оценки эффективности ингибиторов коррозии для высокоагрессивных сред. М., РНТС ВНИИОНГ. Обзорная информация.
39. «Борьба с коррозией и охрана окружающей среды» 1986, вып.9, 71с.
40. Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. М., Недра, 1986, 169с.
41. Гоник А.А. Динамика и предупреждение нарастания коррозионности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998, т.34, №6, 656- 660с.
42. Martin Chaplin. Water Structure and Behavior: Guar Gum. London South Bank University. April 2012.
43. Lynn A. Kuntz. Special Effects With Gums. Food Product Design. December 1999.

44. New fluid technology allows fracturing without internal breakers / J. Weaver, E. Schmelzl, M. Jamieson, G. Schiffner // SPE Gas Technology Symposium. – 2002.
45. Economides M. J. Reservoir Stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte. – John Wiley & Sons, Inc., 2000.
46. Reza Barati Ghahfarokhi. Fracturing fluid cleanup by controlled release of enzymes from polyelectrolyte complex nanoparticles / PhD dissertation. – University of Kansas, USA. – 2010.
47. «Защита -98». Тез.докл. секция №3. М., июнь (8-11) 1998. 43с.
48. Сорокин Г.М., Ефремов А.П., Саакян Л.С. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов. Нефть и газ, 2002г 105-165с
49. Причины и предупреждение локальной коррозии нефтепромыслового оборудования. «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности» обзорная информация ВНИИОНГ, М., 1980
50. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
51. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
52. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
53. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
55. Типовая инструкция по охране труда для лаборанта химического анализа / Охрана труда в России (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/392170/ (дата обращения: 08.04.2021).
56. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
57. ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

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

59. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

60. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

61. ГОСТ Р 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

62. СанПиН 2.2.4.548-96 Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

63. Воздействие тока на организм человека / АО Энергетик (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: http://www.energetik-ltd.ru/statii/statii6/vozdeystvie_toka_na_organizm_cheloveka (дата обращения: 10.04.2021).

64. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).

65. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

66. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для бакалавров / С.В. Белов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2013. – 682 с.

67. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

68. Инструкция о мерах пожарной безопасности в научно-инновационной лаборатории «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

69. Должностная инструкция лаборанта (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: <https://hr-portal.info/job-description/dolzhnostnaja-instrukcija-laboranta> (дата обращения: 04.05.2021).

Приложение I

(справочное)

Investigation of the formation types of corrosion in various completion fluids

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Беспрозванный Даниил Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраных языков	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

Types of corrosion

Chemical and physico-chemical reactions that occur at the moment of interaction of the environment with metals and alloys, in most cases, lead to their spontaneous destruction. The process of self-destruction has its own term – "corrosion". The result of corrosion is a significant deterioration in the properties of the metal, as a result of which products made of it quickly fail. Each metal has properties that allow it to resist destruction. Corrosion resistance or, as it is also called, the chemical resistance of the material, is one of the main criteria by which the selection of metals and alloys for the manufacture of certain products is carried out.

Depending on the intensity and duration of the corrosion process, the metal can be subjected to both partial and complete destruction. The interaction of the corrosive medium and the metal leads to the formation of such phenomena as scale, oxide film and rust on the metal surface. These phenomena differ from each other not only in appearance, but also in the degree of adhesion to the surface of metals. For example, in the process of oxidation of a metal such as aluminum, its surface is covered with a film of oxides, which is characterized by high strength. Thanks to this film, destructive processes are stopped and do not penetrate inside. If we talk about rust, the result of its impact is the formation of a loose layer. The corrosion process in this case very quickly penetrates into the internal structure of the metal, which contributes to its early destruction.

Indicators by which the classification of corrosion processes is carried out:

- type of corrosive medium;
- conditions and mechanism of flow;
- nature of corrosion damage;
- type of additional effects on the metal.

Types of corrosion by the mechanism of the process

According to the mechanism of the corrosion process, both chemical and electrochemical corrosion of metals and alloys is distinguished.

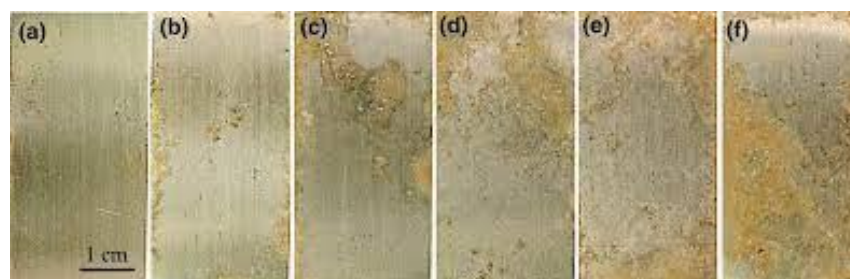
Chemical corrosion is the interaction of metals with a corrosive medium, during which there is a simultaneous implementation of the oxidation of the metal and the reduction of the oxidizing component of the medium. Interacting products are not spatially separated [47].

Electrochemical corrosion is the interaction of metals with a corrosive-active medium, which is a solution of an electrolyte. The process of ionization of metal atoms, as well as the process of reducing the oxidative component of this corrosive medium, proceeds in different acts. The electrode potential of the electrolyte solution has a significant effect on the speed of these processes.

Biochemical corrosion is a process associated with the exposure of a material to microorganisms that release substances that accelerate the corrosion process. In this case, the metal can be destroyed due to the fact that it serves as a nutrient medium for these microorganisms, or due to the impact on the metal of the products of the vital activity of these microorganisms. In its pure form, such a process is rare, so when analyzing the causes of the destruction of various structures associated with biochemical corrosion, they are usually referred to as the destruction associated with electrochemical corrosion [52].

Types of corrosion depending on the type of aggressive environment

Atmospheric corrosion is the self-destruction of metals in an air atmosphere, or in a gas atmosphere characterized by high humidity.



Picture 2 - example of atmospheric corrosion

Gas corrosion is the corrosion of metals that occurs in a gas environment where the moisture content is minimal. The absence of moisture in the gas environment is not the only condition that contributes to the self-destruction of the metal. Corrosion is also possible at high temperatures. This type of corrosion is most common in the petrochemical and chemical industries [34].



Picture 3 - example of gas corrosion

Radiation corrosion is the self-destruction of a metal under the influence of radioactive radiation of varying degrees of intensity.

Underground corrosion is corrosion that occurs in soils and various soils.

An increase in the moisture content in the soil increases its aggressiveness, but if the moisture content is more than 15 ... 18%, then the aggressiveness of the soil decreases due to difficulties with the delivery of oxygen. Sandy soils are more aggressive than clay soils. Acidic ($\text{pH} = 3\text{...}4$) and alkaline ($\text{pH} = 10\text{...}12$) soils are characterized by increased aggressiveness [14].

The rate of corrosion increases with increasing depth of metal structures, but not indefinitely. Corrosion in the soil occurs with oxygen depolarization. In acidic soils, hydrogen depolarization is also possible. Usually, the occurrence of corrosion vapors is due to the uneven access of oxygen to different areas of metal structures due to different depths of occurrence or heterogeneity of the soil structure. In this case, the anode and cathode sections can be separated by a very large distance (hundreds of meters and kilometers).

Underground corrosion is characterized by local destruction of metals in the form of pitting, ulcers and shells.



Picture 4 - example of underground corrosion

Contact corrosion is a type of corrosion, the formation of which is facilitated by the contact of several metals that differ from each other by stationary potentials in a particular electrolyte [25].

In scientific terms, contact corrosion on the surface of both components of the system implements a compromise potential, determined by the intersection of the total anode and cathode polarization curves. The dissolution rates of both components of the system at this potential will differ from the individual dissolution rates of each of the components in the same solution. If we say it more simply, the junction of stainless and carbon alloys will immediately begin to spread rust on both products, and the rate of this corrosion will significantly exceed the usual indicators of "rust" of each of the metals [13].



Picture 5 - contact corrosion

Biocorrosion is the corrosion of metals that occurs under the influence of various microorganisms and their vital activity.

Most often, bacterial biocorrosion occurs. It is also the most destructive. This species is found in water, soil, and fuel in the presence of bacteria. Bacteria multiply very quickly and easily adapt to all kinds of environmental conditions. Bacterial biocorrosion can occur at a pH of the medium from 1 to 10.5 and a temperature (most often) of 6 to 40 °C in the presence of various organic and inorganic substances containing oxygen, carbon, hydrogen, iron, nitrogen, potassium, sulfur, etc.



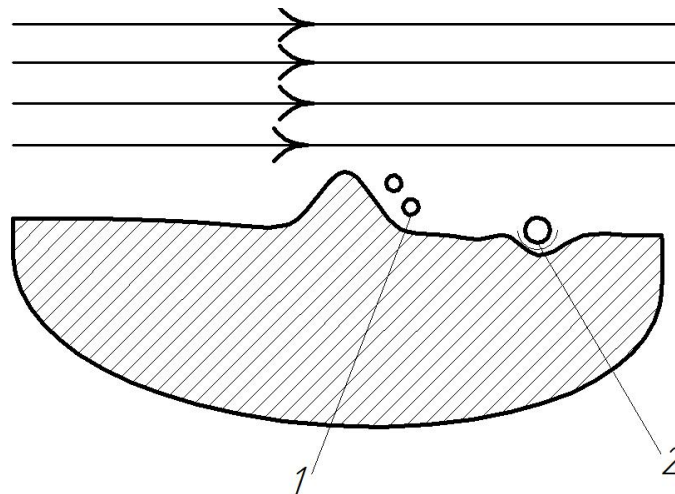
Picture 6 - example of biocorrosion

Current corrosion (external and stray) is another type of metal corrosion. If the metal is exposed to current from an external source, it is corrosion by an external current. If the effect is carried out by means of a stray current, then this is the corrosion of the stray current [19].

Corrosion cavitation is a process of self-destruction of metals, the occurrence of which is facilitated by both impact and corrosion effects of the external environment.

Under certain hydrodynamic conditions, bubbles filled with vapors of this liquid form in a moving fluid flow. The appearance of bubbles in a moving liquid is associated with the appearance of zones of high and low pressure in it due to different conditions of liquid flow around the surface of a solid. The presence of protrusions on the surface of a solid body leads to an increase in the speed of movement and a decrease in pressure in this part of the flow. When a certain critical velocity is reached, the pressure may drop below the saturated vapor pressure of the liquid,

resulting in the formation of vapor bubbles. The resulting bubbles are carried by the liquid flow to the high-pressure zone, where vapor condensation occurs and the bubbles abruptly close (liquid closing). When the vapor bubbles close, periodic hydraulic shocks occur in the liquid, which leads to the formation of microcracks, which reduce the strength of the metal and cause a local stress concentration. As a result, the metal particles begin to fade [41].



Picture 7 – Diagram of the appearance and closing of bubbles in a moving fluid flow: 1 - zone of accumulated pressure; 2 - zone of closing of bubbles

Stress corrosion is a metal corrosion caused by the interaction of a corrosive-active medium and mechanical stresses. This type of corrosion is a significant danger for metal structures that are subjected to the strongest mechanical loads.

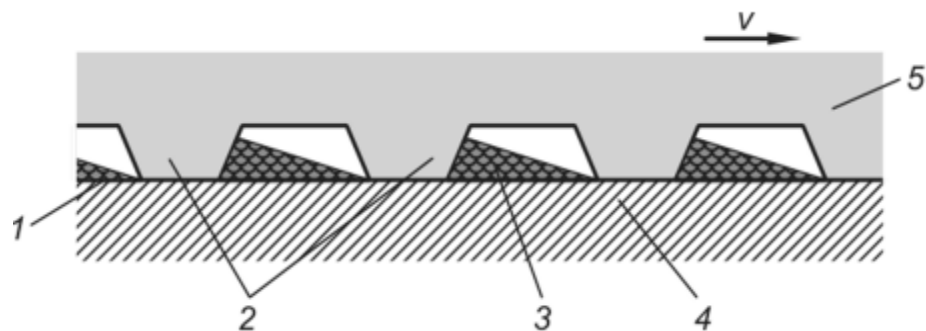


Picture 8 - Stress corrosion, corrosion cracking

Fretting corrosion is a type of corrosion of metals, which is caused by a combination of vibration and exposure to a corrosive environment. In order to

minimize the possibility of corrosion due to friction and vibration, it is necessary to carefully choose the structural material. It is also necessary to apply special coatings and, if possible, reduce the coefficient of friction [57].

Fretting corrosion is caused by the following. When the surfaces come into contact, the contact occurs only on a small number of their protrusions, and not over the entire area of contact. When the surfaces slide relative to each other, the unevenness of one surface erases the unevenness of the opposite one, leaving a smooth trace. On the exposed surface of the metal, gas is adsorbed and its oxidation occurs. Subsequent movements of the roughness erase the oxide film, activating oxygen absorption and the formation of a new oxide, which is also erased (Fig. 9). This is the chemical component of the destruction during fretting. In addition, roughness during friction contributes to the separation of metal particles, causing wear on the surface. This is a mechanical component. The detached metal particles also turn into oxide, and the metal surface soon begins to rub against the moving particles to a greater extent than on the surface of the counterbody [59].



Picture 9 - Mechanism of processes occurring during fretting corrosion: 1- interface; 2-protrusions (roughness); 3-oxide; 4-metal; 5-counterbody