

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

УДК 622.692.4-049.7(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

Код компетенции	Наименование компетенции
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить плано-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Чухарева Н.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Волков Руслан Аликович

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов в Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 г. № 40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	_31.05.2022 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Разработать техническое решение по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода;</p> <p>Характеристика промышленного нефтепровода, расположенного на нефтяного месторождении, на севере Томской области:</p> <p>Диаметр трубопровода – 159 мм, 114 мм, 219 мм Общая протяженность системы – 6475 м Толщина стенки – 8 мм</p> <p>Так же исходные данные:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Модель пластовой воды – Данные производственных исследований скорости коррозии за 2022-2023 год – Данные об используемом ингибиторе коррозии
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Введение – Обзор литературы – Гидравлический расчет потерь напора и давления в промышленном трубопроводе – Технологический расчет прочностных характеристик промышленного трубопровода – Моделирование и исследование НДС колена трубопровода – Лабораторные исследования на выбор ингибитора коррозии – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение – Социальная ответственность – Заключение – Презентация
<p>Перечень графического материала</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Визуализация НДС колена трубопровода – Технологические схемы промышленного нефтепровода – Рисунки – Таблицы

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна к.э.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент ОНД</p>	<p>Чухарева Н.В.</p>	<p>к.х.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б92</p>	<p>Волков Р.А.</p>		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика объекта</i>	5
18.03.2023	<i>Технологическая часть и расчеты промыслового нефтепровода</i>	5
27.03.2023	<i>Гидравлический расчет нефтепровода</i>	10
07.04.2023	<i>Технологический расчет на прочность нефтепровода</i>	5
14.04.2023	<i>Моделирование нефтепровода</i>	15
05.05.2023	<i>Методика проведения экспериментальных исследований по выбору наиболее эффективного ингибитора коррозии</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 127 страниц, 54 рисунка, 51 таблиц, 80 источников литературы.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, коррозия, ингибиторы коррозии, остаточный ресурс, методы контроля и мониторинга, скорость коррозии, потери давления.

Объект исследования: нефтесборный промышленный трубопровод с участками разных диаметров, подверженный интенсивному коррозионному влиянию нефтеводосодержащей среды, перекачиваемой с низкой скоростью.

Цель работы: Выбор оптимальной технологии защиты промышленного трубопровода от коррозии для обеспечения длительного эксплуатационного ресурса.

В процессе исследования проведен литературный обзор факторов, влияющих на возникновение коррозии в промышленных нефтепроводах, аналитический и сравнительный обзор существующих методов по борьбе с коррозией. Представлены технологические расчеты потерь напора на трение с целью определения скорости движения коррозионно-опасной среды по трубопроводу. Определены основные факторы влияния на скорость коррозии выбранных участков. Выбраны технологии защиты.

Методология проведения работ и аппаратура: типовые испытания на определение гравиметрическим методом и методом линейного поляризационного сопротивления защитной способности ингибиторов по ГОСТ 9.506-87. Используемые приборы: весы лабораторные, коррозиметр Монитор-2М, установка для определения защитного действия ингибиторов коррозии.

Полученные результаты: лабораторные исследования позволили установить наиболее приемлемые дозировки разных ингибиторов с учетом максимальной защитной способности реагентов, создающих устойчивые защитные пленки на внутренней поверхности металла, из которого изготовлен промышленный трубопровод. Для этого в работе были взяты идентичные образцы трубной стали, четыре объекта ингибиторов в комбинации с разными условиями ингибирования.

Основные технологические характеристики: участки промышленных трубопроводов диаметров от 114 до 219 мм, общей протяженностью 6475 метров. Скорость движения нефтесодержащей среды - не более 0,06 м/с.

Область применения: нефтесборные промышленные трубопроводы.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Волков Р.А.			РЕФЕРАТ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					7	127
Консульт.						ТПУ группа 2592		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	14
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
1.1 ПОНЯТИЕ О ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ.....	17
1.1.1 ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД	17
1.1.2 КЛАССИФИКАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	17
1.1.3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ.....	18
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРЕКАЧИВАЕМЫХ СРЕД ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ.....	18
1.3 ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	19
1.3.1 ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ	22
1.4 КОРРОЗИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	25
1.4.1 ОБЩЕЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О КОРРОЗИИ.....	25
1.4.2 ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ...	26
1.4.3 ТЕХНОЛОГИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА	31
1.4.4 УЧЕТ ТРЕБОВАНИЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ АГРЕССИВНУЮ СРЕДУ	33
1.4.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ НЕФТЕПРОВОДА	34
1.4.6 ВЛИЯНИЕ СОСТОЯНИЯ И ФОРМУ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОТЕКАНИЕ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ	34
1.4.7 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА.....	35
1.5 СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ	38
1.6 ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ИНЖЕНЕРНЫХ ЗАДАЧ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА.....	40
1.7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	42
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	43
2.1 ВЛИЯНИЕ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И КЛИМАТ РАЙОНА	43

					<i>СОДЕРЖАНИЕ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

2.2	ИССЛЕДОВАНИЕ АГРЕССИВНОСТИ ГРУНТА В ОБЛАСТИ ПРОЛЕГАНИЯ НЕФТЕПРОВОДА.....	44
2.3	МОДЕЛЬ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА.....	45
2.4	ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСПОРТИРУЕМЫЙ СРЕДЫ НА ИССЛЕДУЕМОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА И ЕЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	46
2.5	ИССЛЕДОВАНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НА УЧАСТКЕ.....	46
2.6	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
3.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ И РАСЧЕТЫ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	49
3.1	ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ПРОМЫСЛОВОМ ТРУБОПРОВОДЕ ИЗ СТАЛИ 09Г2С.....	49
3.2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА.....	51
3.2.1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБЫ.....	52
3.2.2	ПРОВЕРКА УСЛОВИЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА.....	54
3.3	ИССЛЕДОВАНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА НА НАПРЯЖЕННО ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗ СТАЛИ 09Г2С.....	56
3.4	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
4.	МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВЫБОРУ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ.....	59
4.1	НЕОБХОДИМЫЕ ДАННЫЕ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	60
4.1.1	МОДЕЛЬ ВОДЫ.....	60
4.1.2	ИНГИБИТОРЫ, ПОДЛЕЖАЩИЕ ИССЛЕДОВАНИЮ.....	60
4.1.3	МАТЕРИАЛЫ И ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	60
4.2	МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СВОЙСТВ.....	61
4.2.1	МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СОВМЕСТИМОСТИ С МОДЕЛЬЮ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ.....	61
4.3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ.....	62
4.3.1	ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ.....	62
4.3.2	ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ.....	63

					<i>СОДЕРЖАНИЕ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

4.4	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЩИТНОЙ СПОСОБНОСТИ ИНГИБИТОРА	63
4.4.1	ПРИГОТОВЛЕНИЕ МОДЕЛИ НЕФТИ	64
4.4.2	НАСЫЩЕНИЕ ДВУОКИСЬЮ УГЛЕРОВА	64
4.4.3	ПОДГОТОВКА ЭЛЕКТРОДОВ	64
4.4.4	ПРИГОТОВЛЕНИЕ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ	65
4.4.5	ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА.....	65
4.4.6	ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ	66
4.5	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
5.1	ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ	69
5.1.2	АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	70
5.1.3	SWOT-АНАЛИЗ	71
5.2	ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ	73
5.2.1	СТРУКТУРА РАБОТ В РАМКАХ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ	73
5.3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЕМКОСТИ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ	74
5.3.1	РАЗРАБОТКА ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	74
5.4	БЮДЖЕТ НАУЧНО–ТЕХНИЧЕСКОЙ РАЗРАБОТКИ.....	76
5.4.1	РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НТИ	76
5.4.2	РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СПЕЦИАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАУЧНЫХ РАБОТ	77
5.4.3	ОСНОВНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ РАБОТЫ	77
5.4.4	ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ РАБОТЫ.....	78
5.4.5	ОТЧИСЛЕНИЯ ВО ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ.....	79
5.4.6	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ.....	79
5.4.7	ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ЗАТРАТ НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ПРОЕКТА.....	79

					СОДЕРЖАНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

5.5	ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСНОЙ (РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ), ФИНАНСОВОЙ, БЮДЖЕТНОЙ, СОЦИАЛЬНОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.....	80
5.6	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
6.1	ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	86
6.2	ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	87
6.3	ОТСУТСТВИЕ ИЛИ НЕДОСТАТОК ИСКУССТВЕННОГО ОСВЕЩЕНИЯ	88
6.4	ПОВЫШЕННАЯ ЗАГАЗОВАННОСТЬ ВОЗДУХА РАБОЧЕЙ СРЕДЫ, ВЛИЯНИЕ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ	91
6.5	ПОНИЖЕННАЯ ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА РАБОЧЕЙ ЗОНЫ	92
6.6	ДВИЖУЩИЕСЯ МЕХАНИЗМЫ, ПОДВИЖНЫЕ ЧАСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	93
6.7	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ, СВЯЗАННЫЕ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ	93
6.8	ОПАСНЫЙ УРОВЕНЬ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ.....	94
6.9	ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ.....	95
6.10	ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	96
6.11	БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	97
6.12	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	101
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	113
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	117

Введение

Актуальность. Трубопроводный транспорт углеводородов (УВ) является стратегически важным видом транспорта в Российской Федерации, с наибольшим объемом грузооборота по сравнению с другими видами. Общая протяженность промышленных трубопроводов в России составляет более 350 тыс. км. По итогам 2023 года трубопроводный транспорт занимает более 55% от грузооборота во всей стране, превосходя даже долю железнодорожного транспорта.

В процессе эксплуатации промышленных трубопроводов существует риски наличия факторов, которые могут привести к отказам, экологическим ущербам, и потерям ценного углеводородного сырья. Поэтому знание и понимание возможных причин разрушения трубопровода необходимо для предотвращения их возникновения.

На сегодняшний день значительная часть промышленных трубопроводных систем (до 50-65%) исчерпала установленный ресурс, то есть начинается поток интенсификации отказов.

Обзор статистических данных, в том числе отчетов Ростехнадзора, свидетельствует об отказах промышленных трубопроводов (ПТП), 95% из которых связано с коррозионными повреждениями различного характера и вида. Но общим для указанной статистики является то, что речь идет о нефтегазосборных коллекторах, по которым перекачивают один из самых агрессивно-опасных флюидов, в состав которого входят растворенные газы (такие как CO₂ и H₂S) и растворенные соли, входящие в пластовые воды, добываемые попутно с УВ. Поэтому важным становится вопрос, связанный с обеспечением надежности и сохранении (продлении) эксплуатационного ресурса опасных участков.

Цель работы. Определить факторы, влияющие на остаточный ресурс промышленного трубопровода, связанные с влиянием перекачивания агрессивной коррозионно-активной среды во время срока эксплуатации нефтепровода. В целях прогнозирования возможных отказов участка трубопровода произвести моделирование осложненного участка в заданных условиях эксплуатации. Рассмотреть новые-современные методы, при которых снижается коррозионное воздействие агрессивной перекачиваемой среды на трубопровод. Выбрать оптимальную технологию защиты промышленного трубопровода от коррозии для обеспечения длительного эксплуатационного ресурса.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Чухарева Н.В.			ВВЕДЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					12	127
<i>Консульт.</i>						ТПУ Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

Для реализации поставленной цели работы требуется выполнить следующие задачи:

- в ходе изучения литературы определить основные факторы влияния на процессы протекания коррозии в промышленных нефтепроводах при перекачивании агрессивных сред;
- составить характеристику исследуемого объекта;
- определить исходные данные, требующиеся для проведения математических расчетов и построения модели участка нефтепровода;
- провести гидравлический расчет системы промышленных нефтепроводов;
- провести технологический расчет для определения прочностных участка ПТ;
- построить модели участка ПТ в проектном положении и после года эксплуатации, и провести анализ данных моделей;
- выбрать оптимальную технологию продления эксплуатационного ресурса ПТ и предложить возможные пути решения имеющейся проблемы исследуемого объекта;

Объект исследования – промышленные нефтепроводы эксплуатируемые в условиях подверженности возникновения коррозионных процессов.

Предмет исследования – сложный промышленный нефтепровод нефтяного месторождения.

					<i>ВВЕДЕНИЕ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Промысловый трубопровод: трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

Авария: опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и проводящее к разрушению или повреждению зданий, сооружений, оборудования, и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.

Ингибиторы коррозии: это специальные химические соединения, которые предназначены для уменьшения скорости коррозии на металлических поверхностях различного типа.

Отказ: прекращение эксплуатации трубопровода вследствие разрушения одного или одновременно нескольких его элементов.

Остаточный ресурс: наработка трубопровода с момента текущего диагностирования до перехода в предельное состояние.

Долговечность: свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях использования, технического обслуживания и ремонта до достижения предельного состояния.

Надежность: свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения, технического обслуживания.

Сокращения

ПТ – промысловый трубопровод;

МПВ – модель пластовой воды;

УКК – узел контроля коррозии;

УПН – установка подготовки нефти;

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Волков Р.А.			ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					14	127
Консульт.						ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

НГВСС – нефтегазоводосодержащая среда;
 НДС – напряженно-деформированное состояние;
 СНС – система нефтесбора;
 КСК – контрольная скорость коррозии;
 ОСК – остаточная скорость коррозии;
 СИЗ – средства индивидуальной защиты;
 IOT – Internet of Things;
 CONCAWE – European Oil Company Organization for Environment, Health and Safety.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.514-99. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС).
 Ингибиторы коррозии металлов для водных систем.

Электрохимический метод определения защитной способности.

ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС).
 Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний.

ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ 5272-58. Коррозия металлов. Термины.

РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС).
 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

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

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

					ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов».

					<i>ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Понятие о промышленных трубопроводах

1.1.1 Промысловый трубопровод

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [7] промышленным трубопроводом является трубопровод для транспортирования углеводородов, прокладываемый между промышленными объектами, а также к сооружениям и объектам магистральной части транспортирования углеводородов.

Промысловым трубопроводом, согласно НДТ, называют, трубопровод номинальным диаметром до DN 1400 включительно с избыточным давлением перекачиваемой среды не выше 32,0 МПа газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и подземных хранилищ газа.

Нефтепровод (промысловый): Трубопровод, транспортирующий разгазированную нефть.

Нефтегазопровод: Нефтегазосборный трубопровод, транспортирующий нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°C выше 0,2 Мпа и свободном состоянии.

Нефтеcборный (промысловый) трубопровод: Трубопровод выполняющий внутрипромысловые функции транспортировки нефти (продукции нефтяных скважин) от замерных установок до узлов дополнительных работ дожимных насосных станций и установок предварительного сброса воды, к резервуарам для сброса нефти.

1.1.2 Классификации промышленных трубопроводов

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [7] промышленные трубопроводы подразделяются на множество видов как по назначению, так и по технологии строительства. Для нефтяных и газонефтяных месторождений была составлена классификация промышленных трубопроводов (ПРИЛОЖЕНИЕ А, рисунок 1).

Трубопроводы, транспортирующие нефть и другие жидкие продукты нефтяных и газонефтяных месторождений, в зависимости от диаметра представлены на рисунке 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов в Томской области		
Разраб.		Волков Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				17	127
Консульт.					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					

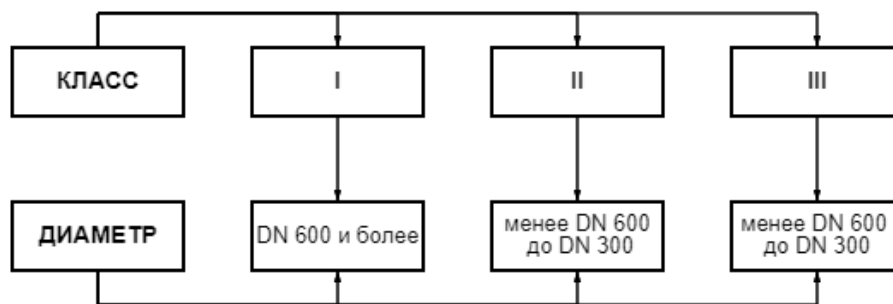


Рисунок 1.1 – Классификация промышленных трубопроводов по диаметру

1.1.3 Общие сведения о промышленных трубопроводах

Проектирование промышленных трубопроводов ведется несколькими способами:

- Подземные;
- Наземные (в насыпи);
- Надземные на опорах;

Основным видом прокладки трубопроводов является подземная прокладка. В местности, где преобладают многолетнемерзлые грунты основным видом прокладки, является надземный.

Защита трубопроводов от внутренней коррозии осуществляется применением ингибиторов, защитных покрытий внутренней поверхности труб, подготовкой транспортируемого продукта с удалением из него агрессивных составляющих, пропуском через трубопровод очистных устройств.

1.2 Характеристики перекачиваемых сред по промышленным трубопроводам

Большое многообразие перекачиваемых видов характерно для промышленных трубопроводов. Такое многообразие сильно влияет на состояние трубопровода во время эксплуатации. Перекачиваемая среда может разделяться по следующим признакам:

- внутренне давление перекачиваемого продукта (самотечные, то есть безнапорные, трубопроводы высокого давления);
- температура перекачиваемого продукта (охлаждаемый, окружающей среды, горячий);
- степень агрессивности перекачиваемого продукта (нейтральная или коррозионно-активная);

В основном продукция, перекачиваемая по промышленным трубопроводам, является коррозионно-активной. Данная активность обуславливается сильной обводненностью и большим содержанием добываемой продукции. Количество и качество солей, растворенных в пластовой воде, а также количество растворенных неорганических газов и давление транспортировки, сильно влияют на эксплуатацию трубопровода.

Большая часть крупных месторождений России вступили на позднюю стадию разработки. Западная Сибирь, на которую по данным статистики приходится более 50% добычи нефти, является основным добывающим регионом страны. По данным исследований из-за большой выработанности данных месторождений обводненность добываемого флюида составляет около 90% от всей добываемой продукции.

Таблица 1.1 – Обводненность крупнейших месторождений Западной Сибири

Месторождение	Данные обводненности продукции за 2017 год
Лянторское	>90%
Ромашкинское	>95%
Самотлорское	>95%
Приобское	>90%

Также согласно ГОСТ 51858-2020 [70] нефть, классифицируется по определенному кластеру признаков, которые определяют дальнейший характер технологических решений при проектировании и строительстве промышленных нефтепроводов.

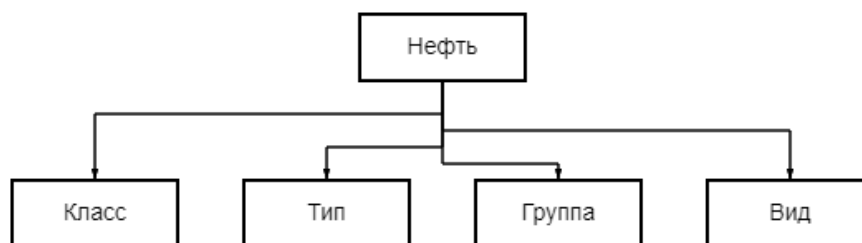


Рисунок 1.2 – Классификация нефти

Далее составим полную матрицу с описанием каждого признака, для более подробного понимания механизма классификации нефти согласно ГОСТ 51858-2020 [70] (ПРИЛОЖЕНИЕ А, рисунок 2).

1.3 Основные причины отказов промышленных трубопроводов

Отказ – обстоятельство, при котором нарушается работоспособное состояние объекта. Классификация отказов представлена на рисунке 3.



Рисунок 1.3 – Классификация отказов промышленных трубопроводов

При проведении процессов разделения нефтегазоводосодержащей среды (НГВСС) в эксплуатации применяются различные по своим конструктивным особенностям промышленные трубопроводы, так же данные объекты эксплуатируются в различных условиях, т.е. под воздействием различных внутренних и внешних факторов [71].

Как показывают исследования, трубопроводный транспорт имеет особый ряд всевозможных затруднений в ходе своей эксплуатации. Стоит заметить, что наиболее уязвимыми являются промышленные трубопроводы, которые, в частности, транспортируют неочищенную среду с высоким содержанием примесей таких как кислород, соединения серы и азота [72].

Было установлено, что внутренняя коррозия занимает лидирующее место по причинам отказов промышленных трубопроводов. На втором месте после внутренней коррозии, идет внешняя коррозия трубопровода.

Анализ причин отказов промышленных трубопроводов в компании ПАО «АК Транснефть» представлен на рисунке 4.

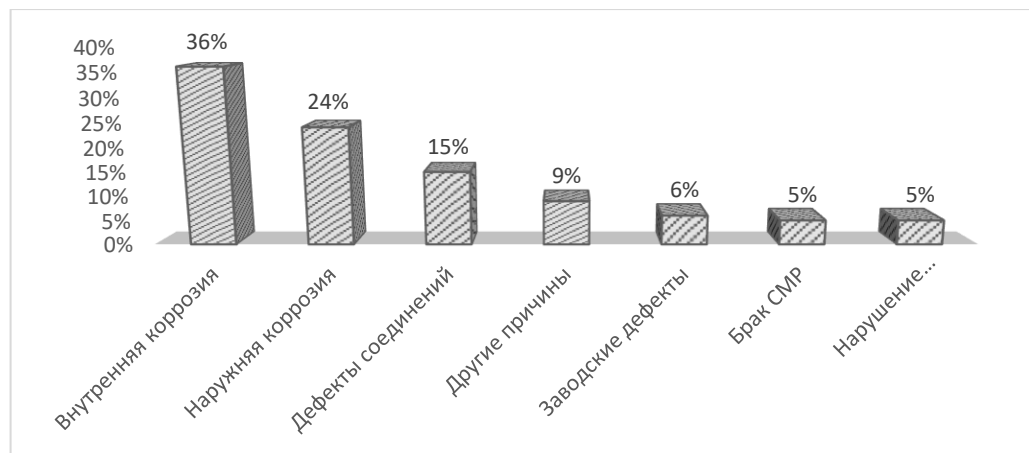


Рисунок 1.4 – Анализ основных причин отказов промышленных трубопроводов

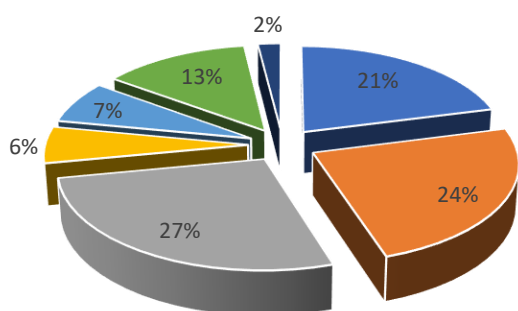
В исследовании [71] был проведен анализ статистических данных об отказах промысловых трубопроводов определенной группы месторождений одной из нефтяных компаний.

Исходная выработка ПТ была получена путем выгрузки необходимых данных из информационной системы OisPipe, охватывающей определённую группу нефтяных месторождений, действующих на территории центральной России. Данная выработка охватывает отказы промысловых трубопроводов за период 2000-2017 годы.

В результате сравнительной оценки количества отказов, были выявлены основные причины (ПРИЛОЖЕНИЕ А, рисунок 3).

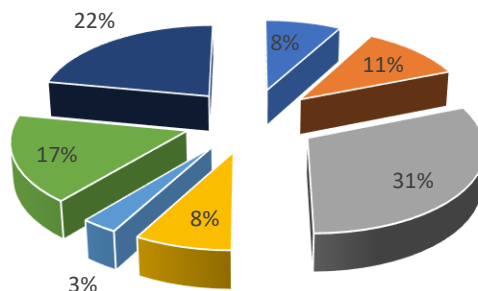
Стоит отметить, что в ходе анализа установлено, что около 70% отказов промысловых трубопроводов приходится на внутреннюю коррозии стенки трубопровода.

По результатам исследований Ростехнадзора и зарубежных ассоциаций было установлено, что наибольшее количество аварий трубопроводов происходит вследствие коррозионных разрушений (рисунок 1.5, 1.6) [61-63].



- Механическое воздействие
- Коррозия
- Другие причины
- Дефект конструкции
- Дефект материала
- Амортизация оборудования

Рисунок 1.5 – Анализ аварий на нефтепроводах (CONCAWE 1971-2015)



- Дефект конструкции
- Дефект материала
- Коррозия
- Амортизация оборудования

Рисунок 1.6 – Анализ аварий на нефтепроводах (Ростехнадзор 2008-2017)

При одновременном воздействии механических нагрузок и коррозионно-активной среды повышается интенсивность разрушения трубопровода вследствие коррозионного растрескивания, коррозионной усталости, общей механохимической коррозии.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, трубопроводы должны обладать достаточной несущей способностью и эксплуатационной надежностью, что зависит от

множества факторов, включая свойства материала, сопротивление трещинам и воздействию агрессивных сред, а также воздействие температуры, нагрузок и напряжений.

Эти факторы вызывают изменения в структуре и свойствах материала со временем, что является основой для диагностики состояния трубопроводов и определения их остаточного ресурса. Эта информация учитывается при принятии решений о ремонте, замене или усилении участков трубопроводов с повышенным риском выхода из строя.

Кроме того, при проектировании и эксплуатации трубопроводов необходимо учитывать и другие факторы, которые могут повлиять на их несущую способность и эксплуатационную надежность. Например, это включает в себя коррозию, износ, внутренние и внешние нагрузки, динамические нагрузки, вибрации, усталость материала, а также воздействие окружающей среды, такой как химические вещества или абразивные материалы.

Стоит отметить, что, важным аспектом является правильное проектирование и монтаж трубопроводов. От выбора правильного диаметра трубы и толщины стенки до расчета опорных элементов и установки компенсаторов напряжений – все это влияет на несущую способность и надежность трубопроводов.

Также необходимо учитывать условия эксплуатации, включая рабочее давление, температуру, тип передаваемой среды и требования к герметичности. Регулярное техническое обслуживание и инспекции также являются неотъемлемой частью поддержания эксплуатационной надежности трубопроводов.

Все эти факторы совместно определяют несущую способность и эксплуатационную надежность трубопроводов, и их учет позволяет предотвратить аварии, обеспечить безопасность и эффективную работу системы трубопроводов на протяжении всего срока службы.

1.3.1 Обеспечение надежности и средства мониторинга состояния

В настоящий момент существует множество предложений и методик по защите подземных трубопроводов от коррозии. Большинство из них не опробованы в условиях реальной эксплуатации. Основные способы, применяемы в большинстве компаний регламентируются ГОСТ Р 51164-98 [3], где выделяются следующие методы защиты трубопроводов от коррозии.

					<i>ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22



Рисунок 1.7 – Способы защиты трубопроводов от коррозии

При изучении коррозии важно учитывать не только химический состав транспортируемой среды, но и другие факторы, такие как условия эксплуатации, физические параметры и взаимодействие различных процессов. Одиночный анализ отдельных факторов может быть недостаточным для полного понимания причин и механизмов коррозии.

Реальные условия в трубопроводной системе динамичны и сложны, и процессы коррозии взаимосвязаны. Параметры, такие как температура, скорость потока, наличие загрязнений, наличие местных аномалий и механические напряжения, могут влиять на процессы коррозии. Кроме того, коррозия может происходить как на поверхности трубы, так и внутри материала.

Для полного понимания причин и механизмов коррозии важно рассматривать все эти факторы в комплексе. Это позволяет учесть взаимодействия между различными процессами и изменения параметров во времени и пространстве. Такой подход позволяет более точно определить и объяснить скорости коррозии, наблюдаемые в реальных условиях трубопровода.

Таким образом, для достоверной оценки и понимания причин и механизмов коррозии необходимо анализировать все факторы взаимосвязанно и учитывать их взаимное влияние. Интегрированный подход позволяет получить более точные и комплексные данные о коррозионных процессах, что является основой для разработки эффективных методов предотвращения и защиты от коррозии в трубопроводных системах (ПРИЛОЖЕНИЕ А, рисунок 4) [73].

Так же рекомендуемые методы диагностирования представлены на рисунках 1.8, 1.9.



Рисунок 1.8 – Стационарные системы и средства диагностирования ПТ

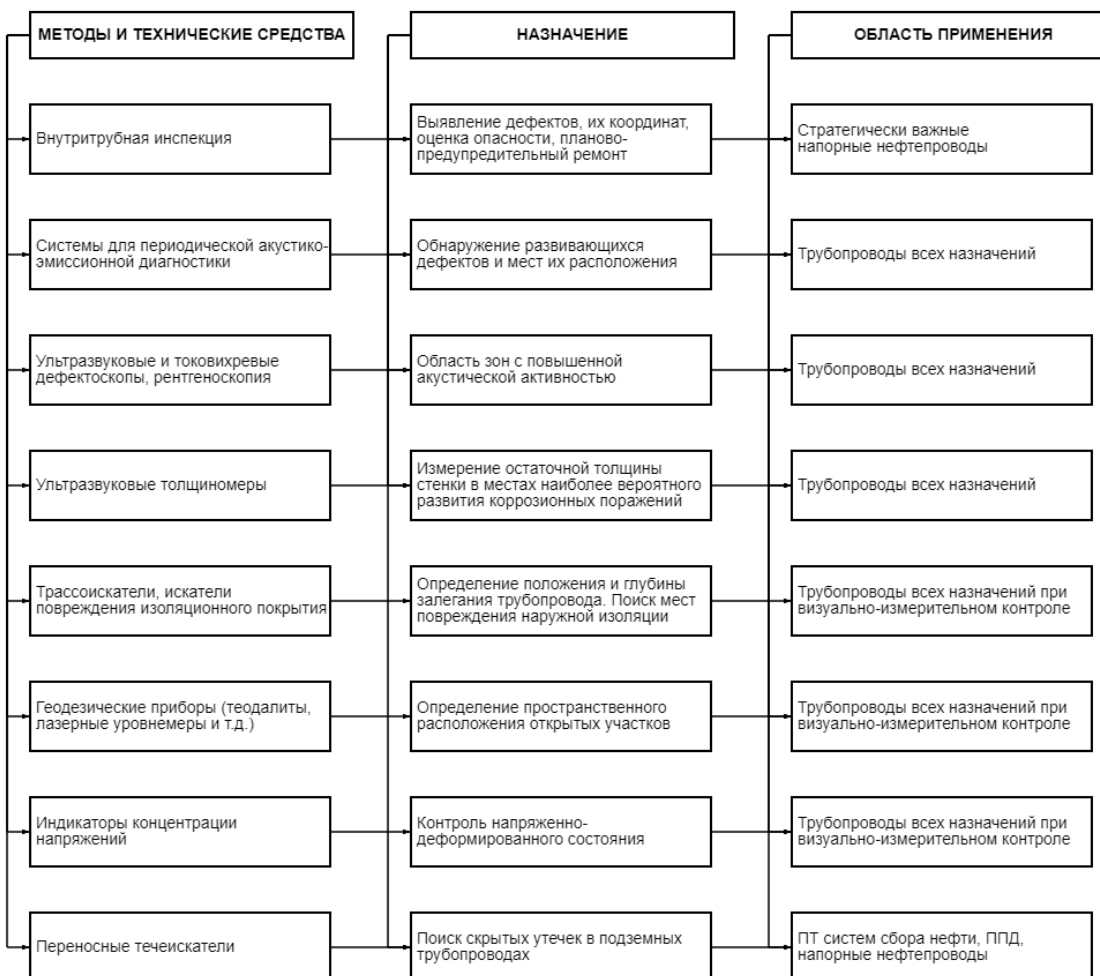


Рисунок 1.9 – Внешние диагностические системы и приборы диагностирования ПТ

1.4 Коррозия промышленных трубопроводов и технологического оборудования

Промысловые и магистральные трубопроводы, а также стальные резервуары, являются основным оборудованием для транспортировки и хранения нефти. Они состоят из металлических конструкций и должны обеспечивать надежную работу в течение продолжительного времени - от нескольких лет до нескольких десятков лет. Коррозия является основным фактором, влияющим на образование повреждений в таком оборудовании. Она вызвана агрессивными свойствами транспортируемой и хранимой продукции.

Коррозия в промышленных и магистральных трубопроводах и вызвана взаимодействием транспортируемых или хранимых продуктов с материалами конструкций. Агрессивные свойства продуктов, такие как содержание влаги, солей, кислот или других химически активных веществ, могут привести к различным видам коррозии.

1.4.1 Общее представление о коррозии

Для того чтоб полноценно работать далее над проектом, дадим определение термина «коррозия». Под этим термином будем понимать как *самопроизвольное взаимодействие металла со средой, в ходе которого происходит изменение особого ряда свойств металла или изготовленного из этого металла изделия.*

В данном определении подчеркивается три основополагающих фактора о понимании коррозионного процесса:

1. Коррозионные процессы протекают самопроизвольно, то есть без воздействия внешней энергии на систему;
2. Основой протекания коррозии является физико-химическое взаимодействие поверхности металла с транспортируемой средой;
3. Следствием протекания коррозии всегда является изменение химических, механических и эксплуатационных свойств металла;

Основным принципом классификации коррозионных процессов является определение скорости коррозии при эксплуатации нефтепровода. При эксплуатации нефтепровода встречаются много поражений, и каждое из них по-своему влияет на надежность и долговечность трубопровода [74].

Согласно ГОСТ 5272 – 58 [4] коррозией называется – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. Коррозия представляет собой довольно непростой процесс, который зависит от большого числа факторов и условий, так же можно выделить два наиболее больших типа коррозии:

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- химическая (высокотемпературная) коррозия;
- электрохимическая (низкотемпературная) коррозия.

И так, химическая коррозия и электрохимическая коррозия - два основных механизма, которые приводят к разрушению металлических поверхностей в промышленных резервуарах и трубопроводах.

Химическая коррозия происходит при высоких температурах и в отсутствие влаги. В этом случае, поверхность металла взаимодействует с окислителем, таким как кислород или химически активные вещества, что приводит к окислению металла и разрушению его структуры.

Электрохимическая коррозия, напротив, происходит при низких температурах и в присутствии влаги. В таких условиях металлическая поверхность становится анодом и катодом образуется другая область металла или другой электрод. Взаимодействие анода и катода в присутствии электролита (влаги) вызывает электрохимические реакции, которые приводят к разрушению металла.

В случае промышленных резервуаров и трубопроводов, электрохимическая коррозия является наиболее распространенным механизмом коррозии. Это связано с тем, что системы транспорта и хранения нефти и других продуктов обычно содержат влагу и находятся при относительно низких температурах. Для предотвращения электрохимической коррозии в таких системах применяются различные методы защиты.

Коррозию так же классифицируют по следующим параметрам:



Рисунок 1.10 – Классификация коррозии

ь

1.4.2 Факторы, влияющие на скорость коррозионного разрушения

Основные формулы, определяющие скорость и проникновение коррозии представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Формулы, определяющие скорость и проникновение коррозии

<p>Скорость коррозии называется отношением массы металла, потерянной за год, на площадь в 1 м^2 ($\text{г}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$), или распространением процесса коррозии вглубь ($\text{мм}/\text{год}$).</p>	<p>Проникновение коррозии (глубинный показатель Π, $\text{мм}/\text{год}$), определяется как:</p>
$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau}, \quad (1.1)$	$\Pi = \frac{K}{\rho} \cdot 10^{-3} \quad (1.2)$
<p>где m_0 – начальная масса металла до испытания, г; m_1 – масса металла после испытания, г; S – рабочая поверхность образца, м^2; τ – продолжительность испытания, час;</p>	<p>где ρ – плотность металла, $\text{г}/\text{см}^3$; K – скорость коррозии, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$.</p>

Исследования показали, что определенные типы неметаллических включений в стали способны вызывать аномально высокую скорость коррозии. Это связано с тем, что такие включения могут служить источниками атомарного кислорода, который определяет скорость катодных реакций на поверхности металла. Присутствие атомарного кислорода активизирует процессы коррозии и может привести к более интенсивному разрушению металла [24].

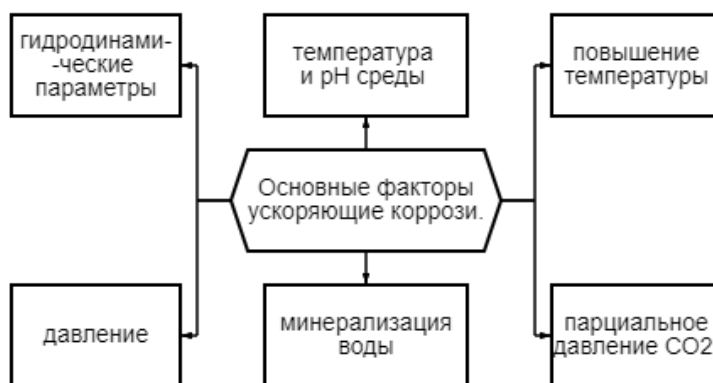


Рисунок 1.11 – Факторы влияющие на скорость протекания коррозии

Кроме того, в ходе исследований поведения металла в агрессивных средах было выявлено несколько факторов, которые способствуют ускорению скорости коррозии (рисунок 1.11).

Влияние температуры и pH воды на процесс коррозии.

Интенсивность протекания коррозии зависит от величины pH и температуры воды. Влияние этих параметров на скорость коррозии может быть описано следующим образом:

– **pH воды:** Коррозия металла обычно возрастает с увеличением кислотности (низким значением pH) или щелочности (высоким значением pH) воды. Оптимальный диапазон pH для минимальной коррозии зависит от типа металла и конкретной среды. Некоторые металлы, такие как алюминий и цинк, могут иметь более высокую коррозию при низком pH, в то время как другие металлы, например, нержавеющая сталь, могут быть более склонными к коррозии при высоком pH.

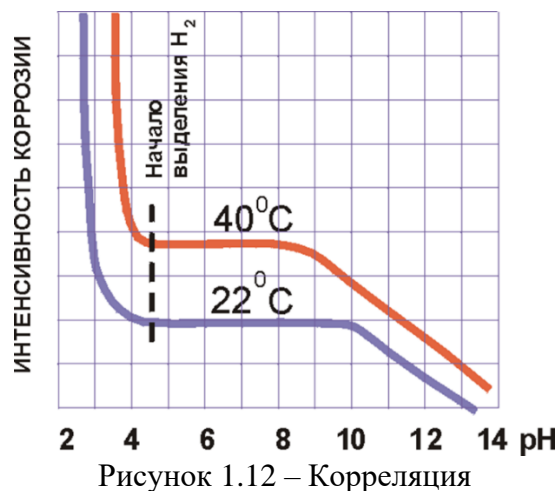


Рисунок 1.12 – Корреляция интенсивности коррозии от кислотности среды и температуры воды [24]

– **Температура воды:** обычно, с увеличением температуры воды, скорость коррозии металла увеличивается. Это связано с тем, что при повышенной температуре процессы коррозии обычно протекают более активно. Однако, зависимость скорости коррозии от температуры может быть сложной и зависит от типа металла, окружающей среды и других факторов.

Проанализировав зависимости на рисунке 1.12, можно выделить три основные области по величине pH:



Рисунок 1.13 – области корродирования в зависимости от значения pH

Так же при **повышении температуры** происходит ускорение анодных и катодных процессов по причине того, что скорость движения ионов в среде увеличивается [24].

Важно отметить, что коррозионные свойства различных металлов могут существенно отличаться, и для каждого конкретного случая требуется учет всех соответствующих параметров, включая pH и температуру воды, для оценки и предотвращения коррозии.

Влияние содержания кислорода в воде на процесс коррозии.

Наличие молекул растворенного кислорода в воде играет важную роль в скорости протекания коррозии. Растворенный кислород является активным окислителем и может ускорять электрохимические процессы, связанные с коррозией металла.

Когда металл находится в контакте с водой, содержащей растворенный кислород, на его поверхности происходит анодный процесс окисления, при котором металл переходит в ионное состояние, а кислород восстанавливается. Этот процесс называется анодной реакцией. При этом на другой поверхности металла (катоде) происходит соответствующая катодная реакция, где происходит восстановление кислорода. В результате этого электрохимического процесса происходит коррозия металла.

Растворенный кислород в воде увеличивает скорость анодного окисления металла, что ведет к ускорению коррозионного процесса. Это объясняет, почему наличие растворенного кислорода может изменить зависимость скорости коррозии от параметров, таких как pH и температура воды.

Однако следует отметить, что влияние растворенного кислорода на коррозию может быть сложным и зависит от множества факторов, включая тип металла, состав воды, наличие других химических веществ и условия эксплуатации. Поэтому для адекватной оценки влияния растворенного кислорода на скорость коррозии необходимо учитывать все эти факторы.

Влияние парциального давления на процесс коррозии.

Стоит обратить внимание на то, что свободный углекислый газ (CO_2) может оказывать сильное воздействие на деградацию металла труб. Присутствие CO_2 в среде может ускорять коррозию и приводить к образованию углеродистых отложений на поверхности металла.

Когда металлическая поверхность находится в контакте с CO_2 , происходит растворение CO_2 в воде и образование угольной кислоты (H_2CO_3). Угольная кислота является слабой кислотой, но она может вызывать изменение pH окружающей среды вблизи поверхности металла.

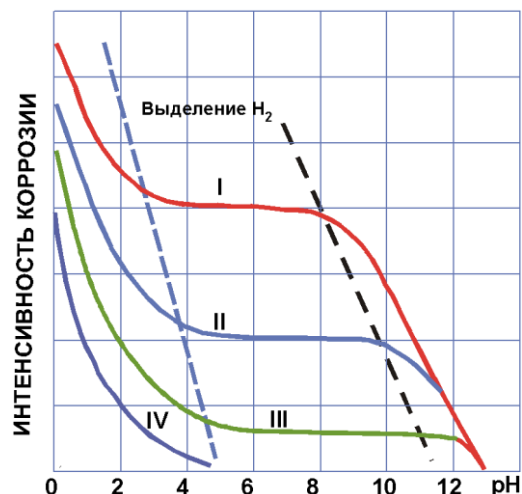


Рисунок 1.14 – Корреляция интенсивности коррозии от содержания кислорода в воде [24]

Снижение рН, вызванное угольной кислотой, приводит к увеличению агрессивности среды и активирует коррозию металла. Кроме того, растворенный CO₂ может реагировать непосредственно с поверхностью металла, образуя коррозионные продукты, такие как карбонаты и бикарбонаты металлов.

Важно отметить, что количество растворенного углекислого газа в среде может существенно влиять на скорость коррозии. При одинаковой кислотности (рН) среды, присутствие большего количества растворенного углекислого газа может ускорять процесс коррозии и приводить к более быстрой деградации металлических труб.

Поэтому при проектировании и эксплуатации трубопроводов, подверженных воздействию CO₂, необходимо учитывать его концентрацию в среде и принимать меры для защиты металла от коррозии, такие как использование защитных покрытий или специальных материалов, которые обладают большей стойкостью к коррозии при наличии углекислого газа [24].



Рисунок 1.15 – Градация систем коррозии от значения парциального давления углекислого газа

Влияние давления на процесс коррозии.

С повышением давления уровень растворенного углекислого газа в системе увеличивается, так же увеличиваются процессы гидролиза солей. Поскольку реакция гидролиза эндотермическая, то повышение температуры увеличивает степень гидролиза солей в системе. В свою очередь, повышение температуры прямопропорционально повышению давления в трубопроводе [24].

Влияние гидродинамических параметров на процесс коррозии.

Расслоение водонефтяной эмульсии характеризуется малой скоростью течения перекачиваемой среды, что приводит к образованию водного слоя на нижней образующей трубопровода. Так же расслоение эмульсии характеризуется выносом механических частиц

в водную часть, что так же оказываем механическое воздействие на поверхность металла стенок трубопровода [24].

Показатель типа гидродинамического режима течения водонефтяных эмульсий характеризуется критерием Фруда:

$$Fr = \frac{V^2}{Dg} \quad (1.3)$$

где V – скорость течения эмульсии, м/с;
 D – внутренний диаметр трубопровода, м;
 g – ускорение свободного падения, м/с.

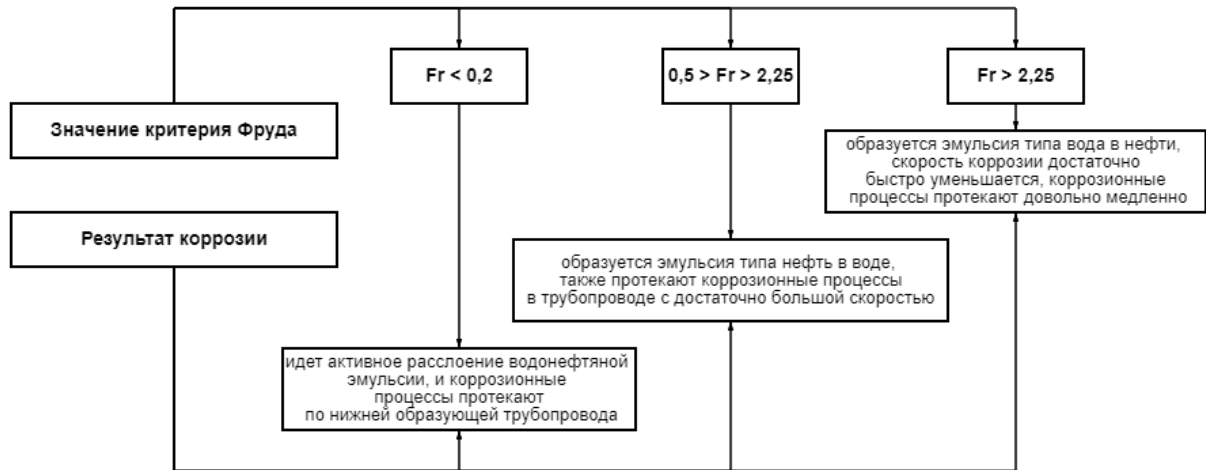


Рисунок 1.16 – Градация протекания коррозии от значения критерия Фруда

1.4.3 Технологии коррозионного мониторинга

В настоящее время мониторинг коррозионного состояния является неотъемлемой частью нефтегазовой промышленности, особенно в области транспорта и хранения нефти. Этот процесс включает систематическое и непрерывное наблюдение, измерение и анализ состояния оборудования и трубопроводов с целью выявления признаков коррозии, оценки степени ее развития и прогнозирования сроков службы.

Мониторинг коррозионного состояния позволяет оперативно выявлять и реагировать на проявления коррозии, прежде чем они приведут к серьезным повреждениям или аварийным ситуациям. Это позволяет предотвратить потерю продукции, снизить риски экологического загрязнения и обеспечить безопасность персонала [75].

Так как основным видом коррозионного повреждения промысла является внутренняя коррозия, то результатом этого является нарушение герметичности оборудования и трубопроводов, что в свою очередь приводит к дорогостоящим материальным затратам, и экологическому ущербу [76].

Основные методы мониторинга коррозионного состояния включают в себя регулярные визуальные осмотры, испытания и обследования оборудования, а также

применение различных технологий и приборов для измерения параметров, таких как толщина стенки трубы, электрический потенциал, скорость коррозии и концентрация коррозионных продуктов.

Результаты мониторинга коррозионного состояния служат основой для принятия решений о проведении профилактических мероприятий, таких как проведение регулярного обслуживания и ремонтов, применение защитных покрытий или коррозионно-защитных систем, а также замены оборудования и трубопроводов при необходимости.

Таким образом, мониторинг коррозионного состояния является важным инструментом для управления целостностью оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности, обеспечивая сохранность и надежность инфраструктуры месторождения, и оптимизацию процессов эксплуатации.

На данный момент существует ряд определенных методов, которые позволяют произвести оценку интенсивности и определить характер коррозионных повреждений. В практических испытаниях показали наибольшую эффективность методы, представленные на рисунке 1.17.



Рисунок 1.17 – Методы коррозионного мониторинга эффективные на практике

• **Весовой метод**

При помощи весового метода контролируется защитное действие различных ингибиторов коррозии, которое регламентируется РД 39-0147103-362-86, и проводится по образцам свидетелям [77].

Металлический образец-свидетель помещают в систему флюида на определенный промежуток времени. Образцы изолированы от внешней окружающей среды, во избежания внешних воздействий на материал.

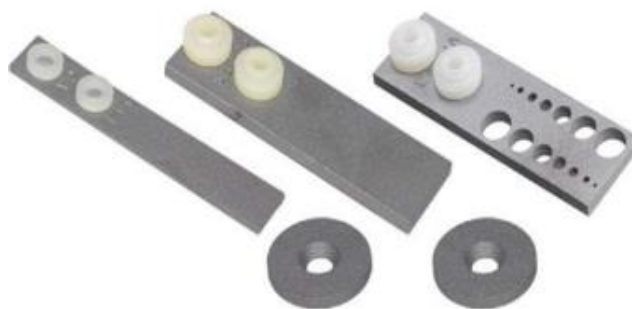


Рисунок 1.18 – Образцы-свидетели

После экспозиции металлический образец-свидетель подвергается дальнейшим исследованиям. При визуальном изучении данные обследования показывают размеры и характер разрушения образца, наличие продуктов коррозии, солей, парафинов и других отложений.

Масса потери металла определяется за период нахождения образца в системе флюида, а далее по полученным данным до помещения и после определяется скорость коррозии на основании разности масс.

• **Метод электрического сопротивления**

Основа данного метода включает в себя принцип уменьшения размеров чувствительного элемента в ходе протекания коррозионных разрушений, что повышает электрическое сопротивление элемента. Измеряется потеря металла, а на основании этих данных по математическому алгоритму рассчитывается скорость коррозии.

Метод работает в любых средах. Измеряя электрическое сопротивление на датчике ЭС, данная система позволяет получать количественные данные потери металла и определять скорость коррозии в любой жидкой, газообразной или твердой среде. Датчики могут функционировать в экстремальных условиях химического воздействия при температуре до 540 °С и давлении до 41,3 МПа.

• **Метод линейной поляризации**

Данный электрохимический метод позволяет производить электрохимическое измерение скорости коррозии, выполняя одно-единственное измерение. Измерение внешнего тока между электродами, находящимися в электропроводящей коррозионной среде, при приложении к ним разницы потенциалов малой величины. Величина внешнего тока пропорциональна току коррозии. Особенностью данного метода является то, что он не работает в безводных и маловодных (менее 40 % воды) средах.

1.4.4 Учет требований долговечности при проектировании трубопроводов, транспортирующих агрессивную среду

Для достижения необходимого уровня долговечности трубопровода стадия проектирования является наиболее значимой. Непосредственно при проектировании учитываются работы металла в коррозионных условиях, связанные с механизмом и интенсивностью коррозии. Игнорирование данных условий приводит к увеличению износа трубопровода, что обуславливает необходимость ремонта, следовательно, и к резкому увеличению эксплуатационных затрат. При проектировании необходимо просматривать конструкционные решения, которые значительно снижали бы скорость коррозионных процессов, вплоть до полного их устранения [46].

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

1.4.5 Выбор материалов нефтепровода

Выбор материала является одним из основных методов уменьшения коррозионного влияния [59-60]. Несмотря на то, что большинство трубопроводов обладают защитным покрытием, свойства материала оказывают существенное влияние на коррозионные процессы. Как правило, мониторинг состояния защитного покрытия является задачей высокой сложности, также, как и возобновление поврежденного покрытия. Более того, в полевых условиях невозможно восстановление защитного изоляционного покрытия до заводского уровня. Восстановление внутренних антикоррозионных покрытий трубопроводов на данный момент является невыполнимой задачей. Также, сам характер коррозионного разрушения связан со свойствами конструкционного материала: легированностью стали, наличием включений, компонентным составом и влиянием каждого из компонентов на протекание коррозионных процессов. При проектировании необходим учет совместимости металлов при их использовании, для предотвращения контактной коррозии, снижающей надежность эксплуатации в короткие сроки [60]. Таким образом можно утверждать, что от правильного выбора и компоновки материалов зависит эксплуатационный ресурс трубопровода. Сложность данной задачи обуславливается отсутствием каких-либо показателей, характеризующих коррозионную стойкость, без наличия данных по условиям эксплуатации. Следовательно, при выборе материала необходимо учитывать экспериментальные данные, полученные заранее для заданной стали в необходимых условиях эксплуатации.

1.4.6 Влияние состояния и форму трубопровода на протекание процессов коррозии

Наиболее опасно в отношении коррозионных повреждений наличие застойных зон, зазоров, а также щелей и некачественных сварных соединений, образующих зазоры между трубами. Также, интенсификации коррозии способствуют канавки и пазы, находящиеся на внутренней полости трубопровода. Эти углубления являются концентраторами коррозионных процессов. Недопустимо наличие острых углов на поверхностях деталей, так как они являются местами наибольших напряжений и, как следствие, наиболее вероятными местами развития питтингов. Необходимо обеспечение заданной чистоты и шероховатости поверхности при проектировочных расчетах. Чем более чистая и гладкая поверхность, тем менее она подвержена коррозии. При электрохимической коррозии наблюдается увеличение концентрации окислителя в шероховатостях, что приводит к образованию гальваноэлемента с катодом на более высокой точке и анодной на более углубленной, что значительно ускоряет процесс коррозии.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Итоговая конфигурация конструкций, таких как трубопровод, отводы, вставки, тройники, фланцы и т. д., должна исключать накопление влаги, пыли, АСПО и других сопутствующих продуктов транспортируемой среды. В связи с этим, на стадии проектирования необходимо учитывать специальные устройства, обеспечивающие отвод влаги, конденсата и других сопутствующих твердых загрязнений. Должны быть предусмотрены конденсатосборники, влагоуловители и воздухоотделители. К минимуму должно быть сведено количество соединений труб между собой, отводов, тройников. Для полного опорожнения системы предусматривается наклон трубопроводов в направлении выходного отверстия. Радиусы изгиба трубопровода должны быть настолько большими, насколько это возможно. Для мягких и пластичных труб радиус изгиба должен быть не менее 3 радиусов трубы. Для высокопрочных сталей радиус изгиба должен быть не менее 5 радиусов трубы. Также, необходимо учитывать скорость потока жидкости в трубопроводе: чем больше скорость потока, тем меньше должен быть радиус изгиба. При высоких скоростях потока следует избегать отводов с углом поворота на 90 градусов и крутых поворотов по местности.

Турбулентность потока также является инициатором коррозии, с целью предотвращения турбулентности в соединениях трубопровода придается конусность переходам в месте соединения трубопроводов разного диаметра. Является недопустимым негерметичное прилегание торцов труб и используются уплотняющие прокладки, по размеру не менее внутреннего диаметра трубопровода. Обязательным является учет температуры трубопровода, так как она оказывает значительное влияние на скорость коррозионных процессов. При увеличении температуры увеличивается скорость коррозии. Наибольшее влияние на ход коррозионного процесса оказывает не сама температура, а ее неравномерное распределение по поверхности обогреваемых элементов. Поэтому, недопустимо перегревание отдельных элементов системы. При сварке труб необходимо уравнивать толщину сварных деталей в месте сварного шва. Проварку швов необходимо производить встык.

1.4.7 Современные технологии коррозионного мониторинга

Метод линейного поляризационного сопротивления (ILR)

Данный вид мониторинга основан на принципе Штерна-Гири. Суть данного принципа в том, что плотность тока коррозии обратно пропорциональна поляризационному сопротивлению поверхности электрода, измеренному вблизи стационарного потенциала коррозии [65]. Сам метод ILR схож с гравиметрическим методом, но вместо образца-свидетеля применяется чувствительный элемент – датчик [55]

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

. Сам зонд вводится в исследуемую среду и на основании измерения изменения сопротивления датчика рассчитывают скорость коррозионного процесса. Физический смысл состоит в том, что со временем на поверхности зонда происходит уменьшение площади сечения при неизменной длине. Затем, изменение сопротивления переводится в скорость потери металла. Это позволяет производить контроль коррозионных процессов в режиме реального времени. Разрешающие способности современных ER-датчиков очень высоки – до 0,001 мм [54]. Также, как и при гравиметрическом методе, ввод или извлечение датчика происходит без остановки перекачки среды.



Рисунок 1.19 – Система ER-датчиков

Ультразвуковой метод мониторинга

Данный метод является одним из наиболее современных методов, заключается в измерении двойного времени прохода звуковой волны во внутренней полости трубопровода. Уникальность метода заключается в том, что большинство датчиков, используемых в данное время, являются переносными, что позволяет расположить их на любом участке трубопровода без непосредственного погружения в среду. Отраженные сигналы затем обрабатываются при помощи процессорных устройств и переводятся в толщину стенок трубопровода. Разрешающая способность метода высока – до 0,0025 мм. Также, преимуществом метода является возможность применения при любых давлениях и температурах. Патент [47] описывает расположение датчиков, позволяющее моделировать и контролировать трубопроводную систему в реальном времени (рисунок 1.20). Происходит постоянное посылание ультразвуковых сигналов по заданным направлениям, с дальнейшим приемом их ресивером и оценкой времени прохода волны.

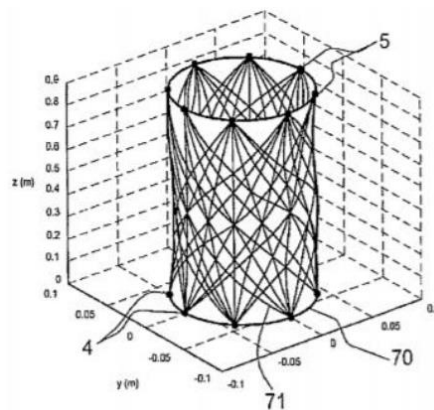


Рисунок 1.20 – Моделирование поверхности трубопровода в онлайн режиме

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технологии – Internet of Things

В работе [53] подробно описывается экспериментальное внедрение системы ИОТ для мониторинга коррозии в резервуаре при разных методах изменения скорости коррозии. Технология ИОТ позволяет получать данные с датчиков в реальном времени с любого участка трубопровода путем внедрения интернет микро модуля и интеграции его с системой SCADA для расчета и получения итоговых данных. Преимущество при внедрении данных систем на месторождение заключается в том, что возможно производить замеры не только степени коррозионного износа, но любых других интересующих параметров с дальнейшей передачей информации напрямую в офис, что позволяет ускорить взаимодействие офис – месторождения в разы, также, как и скорость принятия решений.

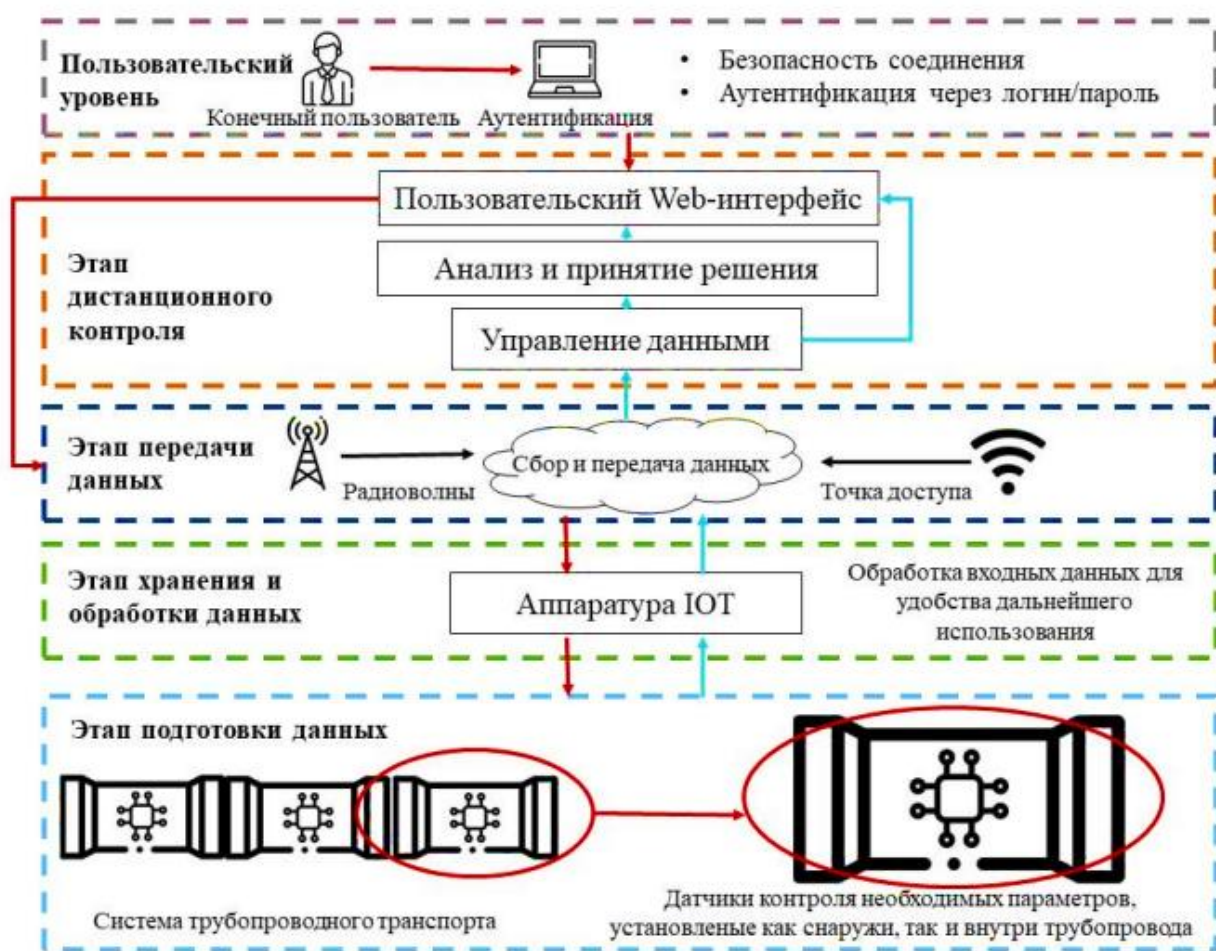


Рисунок 1.21 – Схема интегрирования принципа ИОТ в процессы мониторинга параметров системы трубопровода в онлайн режиме

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

1.5 Современные способы защиты трубопроводов от коррозии

Таблица 1.3 – Анализ использованной нормативно технической документации

№	Название документа	Краткое описание	Утвержден
1	СП 28.13330.2017 "Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85" (с Изменением N 1)	Свод правил устанавливает технические требования к защите от коррозии строительных конструкций зданий и сооружений при воздействии агрессивных сред	Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 27 февраля 2017 г. N 127/пр и введен в действие с 28 августа 2017 г.
2	СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ	Классификация промышленных трубопроводов; Способы защиты от внутренней/внешней коррозии. Необходимость ингибирования	Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 16 декабря 2016 г. N 978/пр и введен в действие с 17 июня 2017 г.
3	ГОСТ Р 55990- 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования	Определяет классификацию трубопроводов и продуктов транспортировки. Состав каждой системы защиты ТП от коррозии. Правила размещения станций противокоррозионной защиты на местности. Применяемые виды атмосферостойких покрытий.	Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. N 278-ст
4	ГОСТ Р 58367- 2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование	Устанавливает правила проектирования объектов обустройства (технологической инфраструктуры) нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (далее - месторождения нефти), расположенных на территории Российской Федерации.	Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2019 г. N 82-ст

Продолжение таблицы 1.3

5	ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии	Установлены критерии опасности коррозии и методы их определения; требования к защитным покрытиям, нормативы их качества для разных условий эксплуатации подземных сооружений (адгезия защитных покрытий к поверхности трубы, адгезия между слоями защитных покрытий, стойкость к растрескиванию, стойкость к удару, стойкость к воздействию светопогоды и др.) и методы оценки качества защитных покрытий; регламентированы требования к электрохимической защите, а также методы контроля эффективности противокоррозионной защиты.	Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 октября 2016 г. N 1327- ст
6	Учебно-методическое пособие “Коррозия металлов и методы оценки их химический стойкости” [Л.М. Апраксина, В.Я. Сигаев]	Оценка коррозионного воздействия на материал трубопровода	

Основные выводы: при проектировании трубопроводов, предназначенных для транспортирования сред, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб, сварные соединения, а также запорно-регулирующую арматуру, необходимо предусматривать технические решения, обеспечивающие защиту трубопроводов от коррозионного и стресс-коррозионного воздействий транспортируемого продукта, а также мониторинг скорости внутренней коррозии.

Согласно нормативной литературе, описанной выше, на рисунках 1.22, 1.23 представлены методы защиты промышленных трубопроводов от внутренней и внешней коррозии.

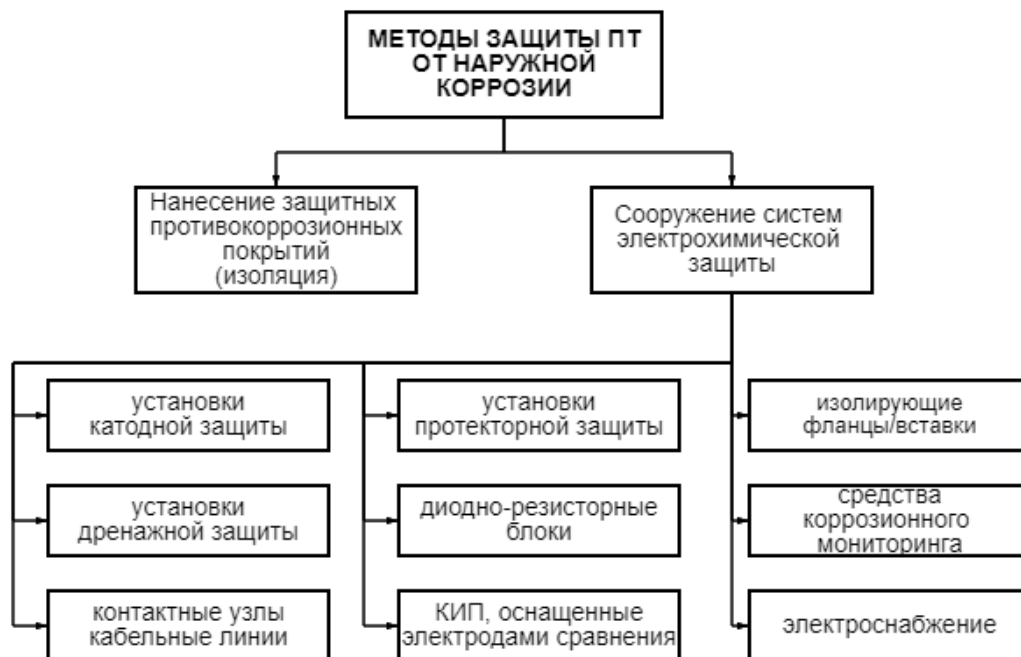


Рисунок 1.22 – Методы защиты ПТ от наружной коррозии



Рисунок 1.23 – Методы защиты ПТ от внутренней коррозии

1.6 Применение комплекса инженерных задач для прогнозирования изменения состояния трубопровода

В статье [78] описываются разные методы анализирования аварийности трубопроводных систем и причин, вызывающих их аварии.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прогнозирование изменения состояния промышленного нефтепровода включает применение комплекса инженерных задач и методов, которые позволяют оценить его техническое состояние и прогнозировать возможные изменения в будущем. Ниже приведены некоторые из этих задач:

- Оценка нагрузок и напряжений;
- Прогнозирование коррозии;
- Моделирование гидравлических процессов;
- Оценка устойчивости грунта;
- Мониторинг и диагностика.

Таблица 1.4 – Инженерные задачи выполняемые для прогнозирования ПТ

Оценка нагрузок и напряжений	Инженеры проводят анализ нагрузок, которым подвергается нефтепровод, таких как давление, температура, механические нагрузки и колебания. Это позволяет определить точки повышенного напряжения и риска возникновения деформаций или повреждений.
Прогнозирование коррозии	С использованием данных о составе транспортируемой среды, условиях эксплуатации и свойствах материала трубопровода проводится прогноз скорости коррозии. Это позволяет определить ожидаемые изменения толщины стенок труб и принять соответствующие меры.
Моделирование гидравлических процессов	С помощью математических моделей инженеры анализируют гидравлические процессы, такие как поток нефти, давление и скорость потока. Это позволяет выявить возможные проблемы, такие как образование отложений или гидравлические неоднородности, и разработать оптимальные решения.
Оценка устойчивости грунта	Если промышленный нефтепровод пролегает под землей, проводится оценка устойчивости грунта. Это включает анализ геологических и геотехнических данных для определения потенциальных опасностей, таких как оползни, обрушения или деформации грунта.
Мониторинг и диагностика	Регулярный мониторинг состояния нефтепровода с использованием различных методов, таких как визуальные осмотры, испытания и технические обследования, позволяет выявить ранние признаки повреждений или деградации. Это позволяет своевременно принимать меры по обслуживанию, ремонту или замене участков трубопровода.

Применение комплекса инженерных задач позволяет эффективно прогнозировать изменение состояния промышленного нефтепровода, оптимизировать его эксплуатацию и обеспечить надежность и безопасность транспорта нефти.

1.7 Заключение

В данном разделе ВКР были рассмотрены вопросы промышленных нефтепроводов, даны определения, и характеристики перекачиваемых сред. Также в ходе изучения литературы была составлена матрица основных причин, приводящих к отказам ПТ (ПРИЛОЖЕНИЕ А, рисунок 4). Основываясь на составленной матрице, далее был сделан основной уклон на типы отказов по причинам коррозионного разрушения ПТ. Рассмотрены основные причины возникновения коррозии и методы ее определения. В разделе также были описаны методы мониторинга состояния ПТ и виды защиты ПТ от коррозии. Также рассмотрен комплекс решения инженерных задач для прогнозирования состояния промышленных трубопроводов.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве исследуемого объекта выбран промысловый нефтесборный трубопровод нефтяного месторождения, находящегося в [REDACTED], в [REDACTED] км. от села [REDACTED]. Эксплуатацию трубопровода проводит компания [REDACTED] (ПРИЛОЖЕНИЕ Б, рисунок 1).

Диаметр нефтесборного ПТ составляет [REDACTED] мм при толщине стенки в [REDACTED] мм, сталь из которой изготовлен трубопровод – [REDACTED], без внутреннего защитного покрытия с заводским наружным покрытием. Транспортируемая среда – нефтегазоводосодержащая (далее по тексту НГВС).

Таблица 2.1 – Основные характеристики исследуемого объекта

Объект/ Параметр	Длина, м	Диаметр, мм	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Давление, МПа	Объем добычи, т/сут
Трубопровод шлейф от кустовой площадки №1	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Трубопровод шлейф от кустовой площадки №2	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		[REDACTED]
Трубопровод шлейф от кустовой площадки №2 (бис)	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		[REDACTED]
Трубопровод шлейф от кустовой площадки №3	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		[REDACTED]

2.1 Влияние геоморфологических, метеорологических условий и климат района

Район располагается по левую сторону от реки [REDACTED], удаленность от города [REDACTED] составляет порядка [REDACTED] км. по автодороге. Является самым крупным районом [REDACTED] области – площадь составляет примерно [REDACTED]. [REDACTED] характерен тем, что на его территории располагаются одни из самых больших в мире болот – Васюганские болота. Площадь которых составляет – 53 тыс. км².

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Волков Р.А.			ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					43	127
Консульт.						ТПУ Группа 2592		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Исходя из вышесказанного, можно утверждать, что почти на всей территории распространяется повсеместное заболачивание, которое приводит к сезонным промерзаниям и оттаиванием грунтов. Средняя глубина промерзания составляет более 2 метров.

Климат Каргасокского района является умеренно – холодным. Характеризуется низкими показаниями температуры зимой до – 50 °С. Летний сезон является непродолжительным и умеренно теплым со средними температурами 20 – 25 °С. Так же для Каргасокского района характерно значительное количество осадков в течении всего года, даже в сухие – летние месяцы. Среднегодовая температура по метеорологическим данным составляет -1,7 °С, а среднегодовая норма осадков более 500 мм.

2.2 Исследование агрессивности грунта в области пролегания нефтепровода

Согласно проводимой экспертизы промышленной безопасности в [REDACTED] направленной на выявление опасных факторов воздействия трубопровод, был так же проведен анализ агрессивности грунта

Выписка из протокола исследований:

Таблица 2.2 – Характеристики исследуемого объекта и средств измерения

Основные характеристики объекта диагностирования	Год ввода в эксплуатацию	[REDACTED]
	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	[REDACTED]
	Протяженность, м	[REDACTED]
	Марка стали	[REDACTED]
	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	[REDACTED]
	Рабочая среда	нефтеводогазосодержащий флюид
Оборудование и инструменты (наименование, заводской номер и номер свидетельства о поверке)	[REDACTED]	
Наименование технической документации на проведение работ	ГОСТ 9.602-2016; Руководство по эксплуатации прибора; Руководство по безопасности «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»; Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов»	



Рисунок 2.1 – Измеритель сопротивления заземления 1820 ER

					ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Результаты контроля коррозионной агрессивности грунта представлены в таблице 2.3.

Схема сооружения с обозначением контрольных участков представлена в ПРИЛОЖЕНИИ Б, рисунок 2.

Таблица 2.3 – Результаты контроля коррозионной агрессивности грунта

№ п/п	Участок контроля		Расстояние между электродами, м	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом*м	Коррозионная активность грунта
	Начало	Конец			
1	Контрольный участок 2	Контрольный участок 3	1,1 ÷ 1,2	37 ÷ 39	Средняя
2	Контрольный участок 3	Контрольный участок 4	0,9 ÷ 1	28 ÷ 45	Средняя
3	Контрольный участок 4	Контрольный участок 5	1,1 ÷ 1,3	24 ÷ 47	Средняя
4	Контрольный участок 6	Контрольный участок 7	1 ÷ 1,2	32 ÷ 34	Средняя
5	Контрольный участок 7	Контрольный участок 8	1,1 ÷ 1,2	29 ÷ 42	Средняя
6	Контрольный участок 8	Контрольный участок 9	0,9 ÷ 1	37 ÷ 48	Средняя
7	Контрольный участок 9	Контрольный участок 10	0,9 ÷ 1,3	23 ÷ 32	Средняя
8	Контрольный участок 11	Контрольный участок 12	1,1 ÷ 1,5	24 ÷ 37	Средняя
9	Контрольный участок 12	Контрольный участок 13	0,8 ÷ 0,9	24 ÷ 31	Средняя
10	Контрольный участок 13	Контрольный участок 14	0,8 ÷ 1,1	26 ÷ 39	Средняя

По результатам контроля установлено, что коррозионная агрессивность грунта соответствует типу – средняя. Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 сооружение, расположенное в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежит защите средствами электрохимической защиты.

2.3 Модель пластовой воды исследуемого объекта

В ходе производственных лабораторных исследований на определение компонентного состава воды, получены следующие данные (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Модель пластовой воды

МПВ	Солевой состав, г/дм ³			
	CaCl ₂ б/в	MgCl ₂ *6H ₂ O	NaHCO ₃	NaCl
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

2.4 Характеристика транспортируемой среды на исследуемом участке трубопровода и ее исследования

В таблице 2.5 представлены основные параметры НГВСС, перекачиваемой по промышленному нефтепроводу.

Таблица 2.5 – Характеристики среды

Плотность нефти	
Содержание механических примесей	
Температура	
Давление	
Обводненность	

Так как обводненность добываемой среды составляет [REDACTED], то для дальнейших расчетов требуется высчитать усредненную плотность эмульсии вода-нефть, при плотности нефти в [REDACTED] кг/м³. Расчеты проводились в программе Microsoft Excel.

Таблица 2.6 – Плотности добываемого флюида от обводненности

Вода, %	Нефть, %	Плотность, кг/м ³
50	50	
55	45	
60	40	
65	35	
70	30	

Для расчета каждого участка в «Разделе 3» будет браться плотность соответствующая обводненности.

2.5 Исследование скорости коррозии на участке

Для оценки скорости коррозии на месторождении [REDACTED], применяется гравиметрический метод. Образцы-свидетели вводятся в исследуемую среду через узел контроля коррозии (УКК). Согласно плану графику исследований, образцы свидетели извлекаются из УКК и отправляются на исследования в лабораторию. Для оценки скорости коррозии измеряется масса каждого образца до установки и после извлечения, после чего рассчитывается потеря массы каждого образца.

$$V_{\text{корр}} = \frac{H_0 - H_1}{S \cdot \alpha}, \left[\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}} \right] \quad (2.1)$$

где H_0 – масса образца-свидетеля при установке;
 H_1 – масса образца-свидетеля после извлечения;
 S – площадь образца-свидетеля;
 α – время нахождения в среде.

$$V_{\text{корр}} \cdot 1,15 = V_{\text{корр}}[\text{мм}], \left[\frac{\text{мм}}{\text{ГОД}} \right] \quad (2.2)$$

По результатам лабораторных исследований на промысле за период [REDACTED] – [REDACTED], получен и обработан ряд данных:

					ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 2.7 – Среднее значение коррозии за 12 месяцев

Месторождение	Место установки	$V_{корр}, [\frac{\Gamma}{M^2 \cdot Ч}]$		$V_{корр[mm]}, [\frac{MM}{ГОД}]$
		Номер образца	Среднее значение за период	Среднее значение за период
		1		
		2		
		3		
		4		
		5		
		6		
		7		
		8		
		9		
		10		
		11		
		12		

На рисунке 2.2 представлена кривая ежемесячного измерения скорости коррозии.



Рисунок 2.2 – Помесячная скорость коррозии на горизонтальном участке

Согласно данным, можно сделать заключение о протекании коррозионных процессов по нижней образующей нефтепровода.

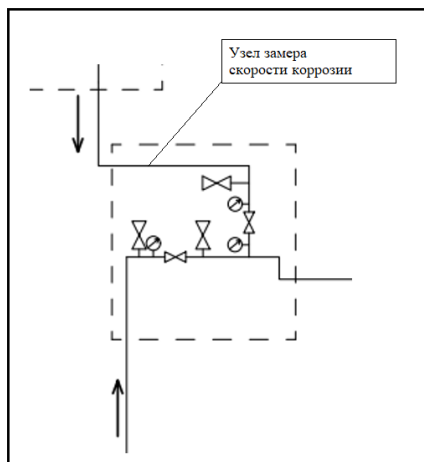


Рисунок 2.3 – Место установки УКК

2.6 Заключение

В данном разделе был рассмотрен объект исследования, определены в определены геоморфологические и климатические условия заданной местности. Также были описаны исследования на определение скорости коррозии на участке промышленного нефтепровода «XXXXXXXXXX».

В разделе была представлена технологическая схема промышленных трубопроводов XXXXXXXXXX месторождения (ПРИЛОЖЕНИЕ Б, рисунок 1-3).

					ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ И РАСЧЕТЫ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Технологическая схема нефтяного месторождения состоит из 4 кустовых площадок, которые по системе промысловых трубопроводов сходятся в один нефтесборный коллектор.

Для дальнейших расчетов потерь давления в системе, нужно разбить технологическую схему на участки (ПРИЛОЖЕНИЕ Б, рисунок 3).

3.1 Гидравлический расчет потерь давления на промысловом трубопроводе из стали [REDACTED]

В данном разделе будет проводится технологический расчет потерь напора на трение в трубопроводе и расчет потерь давления на конце каждого участка. Данные расчеты направлены на выявление возможных факторов, которые сокращают эксплуатационный ресурс нефтепровода. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета участка 1

Внутренний диаметр d, мм	[REDACTED]
Длина трубопровода L, м	[REDACTED]
Часовая пропускная способность Q _ч , м ³ /ч	[REDACTED]
Плотность перекачиваемой нефти ρ, кг/м ³	[REDACTED]
Кинематическая вязкость нефти ν _t , м ² /с	[REDACTED]

Секундный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} \quad (3.1)$$

[REDACTED]

Средняя скорость флюида в трубопроводе:

$$V = \frac{4Q}{S_{\text{прох}}} \quad (3.2)$$

[REDACTED]

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Волков Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				49	127
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ И РАСЧЕТЫ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА		

Режим движения флюида в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu_t} \quad (3.4)$$



Получаем режим движения флюида в трубопроводе – ламинарный.

Так как режим ламинарный коэффициент гидравлического сопротивления определяем по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.5)$$



Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L \cdot V^2}{d \cdot 2g} \quad (3.6)$$



если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h \quad (3.7)$$



Был выполнен расчет участка-1, данная математическая модель будет использована для проведения расчетов потерь давления остальных участков. Основные выводы представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Гидравлический расчет потерь давления

№	Простые линейные участки ПТ			Сложные участки ПТ		
	Участок 1	Участок 2	Участок 4	Участок 3	Участок 5	Участок 6
Внешний диаметр, мм	■	■	■	■	■	■
Внутренний диаметр, мм	■	■	■	■	■	■
Плотность, кг/м ³	■					
Обводненность, %	■	■	■	■	■	■
Плотность по обводненности, кг/м ³	■	■	■	■	■	■

Продолжение таблицы 3.2

Пропускная способность, м ³ /ч	■	■	■	■	■	■
Расход нефти, м ³ /с	■	■	■	■	■	■
Средняя скорость, м/с	■	■	■	■	■	■
Число Рейнольдса	■	■	■	■	■	■
Коэффициент гидравлического сопротивления	■	■	■	■	■	■
Длина участка, м	■	■	■	■	■	■
Потери напора на трение, м	■	■	■	■	■	■
Потери давления, амт	■	■	■	■	■	■

Вывод

Исходя из полученных данных установлено, что во вся система промышленного трубопровода работает в ламинарном режиме течения жидкости

Следовательно, сделаем вывод о том, что при ламинарном режиме течения флюида в системе трубопровода потери давления составляют незначительную часть от начального. Так же при ламинарном потоке, активно протекают процессы ручейковой коррозии.

3.2 Технологический расчет на прочность промышленного трубопровода

Так как участок участка промышленного трубопровода предназначаются для перекачки НГВСС, следовательно, расчет на определение прочностных характеристик необходимо проводить согласно стандарту ГОСТ Р 55990-2014 [7].

Расчет промышленного нефтепровода на прочность проводится после выбора его основных параметров согласно СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов». Труба диаметром ■ мм и толщина стенки ■ мм, марка стали ■. Данные необходимые для проведения расчетов прочностных характеристик представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Нормативный предел прочности (временное сопротивление)	■
Нормативный предел текучести	■
Рабочее давление	■
Наружный диаметр	■
Коэффициент Пуассона	■
Модуль упругости	■
Коэффициент линейного расширения	■
Температурный перепад	■
Радиус упругого изгиба	■

3.2.1 Определение толщины стенки трубы

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяются по формулам 3.8, 3.9:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u \quad (3.8)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y \quad (3.9)$$

где γ_d – коэффициент условий работы трубопровода;
 σ_u – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;
 σ_y – нормативный предел текучести, МПа;
 γ_{tu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности (1,55);
 γ_{ty} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Значения коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты без содержания сероводорода, следует принимать в зависимости от категории участка по данным 3.4.

Таблица 3.4 – Значения коэффициента условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода γ_d
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

При расчете прочности трубопровода, коэффициент надежности по материалу труб γ_{tu} следует принимать в зависимости от характеристик труб, представленных в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Значение коэффициента надежности по материалу труб

№	Характеристика труб	γ_{tu}
1	Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб	1,34
2	Сварные трубы из нормализованной стали	1,40
3	Сварные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом	1,47
4	Прочие бесшовные и сварные трубы	1,55

Согласно документу ГОСТ Р 55990-2014 [7], нефтепровод будет относиться к категории Н (нормальная). Так как используемые трубы изготовлены из стали [REDACTED], характеризующиеся стальным бесшовным исполнением, и являются трубами повышенной надежности [7], следовательно значения коэффициентов γ_d и γ_{tu} следует принимать равным 0,921 и 1,55 соответственно.

Расчет возникающих сопротивлений следует выполнять по формулам, представленным выше (10, 11), значения расчета представлены ниже:



Расчетная толщина стенки трубы t_d определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\} \quad (3.10)$$

где t_u – толщина стенки, определяемая по пределу прочности, мм;
 t_y – толщина стенки, определяемая по пределу текучести, мм.

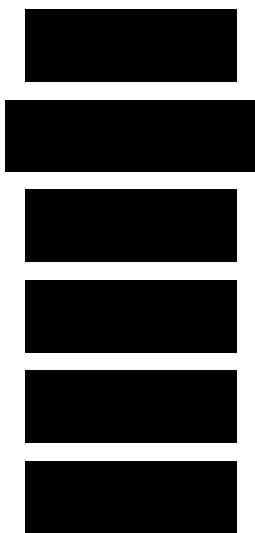
Расчетную толщину стенки, определяемой по пределу прочности t_u или по пределу текучести t_y , следует определять по формулам:

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u} \quad (3.11)$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y} \quad (3.12)$$

где γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);
 p – рабочее давление, МПа;
 D – наружный диаметр, мм

Значения коэффициента надежности по нагрузке γ_{fp} принимается согласно СП 284.1325800.2016 [19]. Так как способ прокладки трубопровода наземный, нагрузки постоянные и с учетом веса давления грунта, то значение коэффициента надежности по нагрузке γ_{fp} равняется 1,1.



Согласно формуле определения толщины стенки, расчетная толщина стенки трубы t_d определяется как большее из двух значений t_u и t_y . Следовательно, $t_{d1} = \blacksquare$ мм, $t_{d2} = \blacksquare$ мм, $t_{d3} = \blacksquare$ мм. Номинальная толщина стенки трубы будет составлять $t_n = \blacksquare$ мм, согласно Санкт-Петербургскому заводу.

Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки для припуска на коррозию допускается как прибавка на компенсацию коррозионного износа в 0,1 мм/год для расчетного срока службы трубопровода.

3.2.2 Проверка условий прочности трубопровода

Выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений σ_h , на трубопроводах, перекачивающих продукты, не содержащие сероводорода, рассчитывается по формуле 3.13.

$$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\} \quad (3.13)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по прочности, МПа;
 R_y – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по текучести, МПа.

Расчет кольцевых напряжений от внутреннего давления σ_h осуществляется по формуле (3.14).

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} \quad (3.14)$$

где γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (1,2);
 p – рабочее давление, МПа;
 D – наружный диаметр, мм;
 t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Далее выполняется расчет кольцевых напряжений и проверку условия прочности.



Как видно из проведённых расчетов, условие прочности для кольцевых напряжений **выполняется**.

Для выполнения проверки условий прочности и эквивалентных напряжений используем формулы (3.15) и (3.16).

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (3.15)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (3.16)$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;
 σ_{eq} – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;
 σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

f_l, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 3.6

Таблица 3.6 – Значение расчетных коэффициентов f_l и f_{eq}

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие H ₂ S
f_l	0,70	0,80	0,60
f_{eq}	0,96	1,00	0,90

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса σ_{eq} , вычисляем по формуле 3.17:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2} \quad (3.17)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;
 σ_l – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения σ_l для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле 3.18:

$$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \quad (3.18)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);
 E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;
 D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;
 R – радиус упругого изгиба, м;
 α – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)⁻¹;
 ΔT – температурный перепад, °C.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формуле (3.18), представленной выше:

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле (3.17) рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

По условиям (3.15) и (3.16) выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Оба условия прочности выполняются с достаточным запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990-2014[7], выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного промыслового трубопровода из стали [REDACTED] для транспорта нефти в смеси с разбавителем можно считать завершенным.

3.3 Исследование участка нефтепровода на напряженно деформированное состояние из стали 09Г2С

В данном разделе будет производиться анализ напряженно-деформированного состояния колена трубопровода с направлением горизонталь-низ, угол поворота равен 90 градусов.

Смысл анализа заключается в определении НДС в проектном положении, и сравнении НДС после года эксплуатации со скоростью коррозии более [REDACTED] мм в год, описанной ранее.

Данный анализ позволит определить поведение материала с заданными физическими и эксплуатационными характеристиками, а далее по результатам исследования спрогнозировать дальнейшие меры по принятию технических решений для поддержания эксплуатационного ресурса данного участка.

Анализ НДС проводился в программе AUTODESK INVENTOR 2020. Объектом исследования является участок трубы и углом изгиба 90 градусов из стали [REDACTED] и направление движения жидкости горизонталь-низ.

Моделирование будет выполняться в несколько этапов:

- Этап 1: построение и анализ модели трубопровода в проектном положении, без дефектов и без учета коррозионной деградации;
- Этап 2: построение и анализ модели трубопровода через год после эксплуатации с учетом дефекта – ручейковая коррозии, и скоростью коррозии около 2 мм в год согласно производственным исследованиям;
- Этап 3: сравнение и составление таблицы с полученными данными для оценки состояния ПТ, и прогнозирования поведения опасных участков.

В ходе выполнения этапов предстоит:

1. Построить модель;
2. Задать материал ПТ;
3. Задать эксплуатационные условия в ПТ;
4. Закрепить модель в нужном пространственном положении;
5. Проанализировать напряжения по Мизесу;
6. Проанализировать коэффициенты прочности;
7. Проанализировать смещения участка ПТ.

Задание начальных-общих данных

Для анализирования был взят участок трубопровода с углом поворота 90 градусов, внутренним диаметром [REDACTED] мм и толщиной стенки [REDACTED] мм из стали [REDACTED].

Для построения модели были заданы характеристики материала (таблица 3.7):

Таблица 3.7 – Физические параметры сталь [REDACTED]

Базовые температурные	
Теплопроводность	[REDACTED]
Удельная теплоемкость	[REDACTED]
Коэффициент теплового расширения	[REDACTED]
Механические	
Поведение	[REDACTED]
Модуль Юнга	[REDACTED]
Коэффициент Пуассона	[REDACTED]
Модуль сдвига	[REDACTED]
Плотность	[REDACTED]
Прочность	
Предел текучести	[REDACTED]
Предел прочности растяжения	[REDACTED]

Этапы построения модели и выполнения анализа вынесены в ПРИЛОЖЕНИЕ В.

В ходе выполнения анализа была составлена таблица с полученными данными, замер каждого параметра выполнялся в 11 точках в месте образования дефекта типа ручейковая коррозия.

Таблица 3.8 – Данные, полученные после проведения анализа

№	Напряжения по Мизесу, МПа		Коэффициент запаса прочности, ul		Смещения, мм	
	Проектное положение	Через 1 год	Проектное положение	Через 1 год	Проектное положение	Через 1 год
1	██████	██████	██████	██████	██████	██████
2	██████	██████	██████	██████	██████	██████
3	██████	██████	██████	██████	██████	██████
4	██████	██████	██████	██████	██████	██████
5	██████	██████	██████	██████	██████	██████
6	██████	██████	██████	██████	██████	██████
7	██████	██████	██████	██████	██████	██████
8	██████	██████	██████	██████	██████	██████
9	██████	██████	██████	██████	██████	██████
10	██████	██████	██████	██████	██████	██████
11	██████	██████	██████	██████	██████	██████

Как видно из анализа место образования ручейковой коррозии является основной областью концентрации напряжений. Так же в месте образования дефекта проходит значительное снижение коэффициента прочности в диапазоне ████████ от проектного положения. Смещения в данной зоне, свидетельствуют о возможных вибрационных процессах, вызванных потерей металла и высоким напряжением в области образования дефекта.

3.4 Заключение

В данном разделе ВКР был произведен гидравлический расчет трубопровода, по результатам которого определены потери напора на трение в трубе, а также определены подери давления на каждом участке промыслового нефтепровода.

Произведен технологический расчет на установления прочности трубопровода, определены проектная толщина стенки на участках ПТ, рассчитаны условия прочности ПТ. Согласно проведенному расчету, все условия прочности промыслового нефтепровода соблюдаются.

Так же выполнен анализ напряженно-деформированного состояния колена трубопровода. По результатам исследования установлены слабые места участка, в области образования дефекта типа – ручейковая коррозия. В области образования дефекта определены: напряжения по Мизесу, коэффициенты запаса прочности, смещения участка.

4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВЫБОРУ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

Целью данного раздела повышение эффективности эксплуатации промышленных трубопроводов в условия работы с активным протеканием коррозионных процессов, что обусловлено высокой агрессивностью перекачиваемой среды.

Основное требование к ингибиторам коррозии – это способность обеспечивать достаточно высокий защитный эффект.

В зависимости от условий, в которых планируется применение химических реагентов, к их физико-химическим характеристикам могут предъявляться различные требования. В связи с этим, при лабораторном подборе ингибиторов коррозии, уделяется особое внимание к изучению их физико-химических характеристик [80].

В рамках данной выпускной квалификационной работы, перед приведением лабораторных исследований по выбору ингибиторов коррозии, был проведен анализ стандартов крупных нефтяных компаний, таких как ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть».

По результатам анализа выявлено, что эффективность предотвращения ускоренной коррозии при температуре пластовой воды 20 °С должна составлять не менее 93%. Так же при совместимости ингибитора коррозии с моделью пластовой воды, не допустимо образование в объеме осадка, расслоения и образование геля [80].

Экспериментальные исследования проводились с моделирование условий [redacted] нефтяного месторождения. Согласно проведенному статистическому анализу установлено, что более 70% аварий на ПТ произошло по причине протекания ускоренной коррозии во внутренней полости трубопровода, что может быть связано с проведение мероприятий по сохранению запланированных темпов сбора [80].

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов в Томской области							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Волков Р.А.				ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Чухарева Н.В.								59	127		
Консульт.								ТПУ Группа 2Б92				
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.											

4.1 Необходимые данные и оборудование для проведения исследований

4.1.1 Модель воды

Для проведения лабораторных исследований была взята рассчитанная в производственной лаборатории модель воды (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Солевой состав воды [REDACTED] месторождения

МПВ	Солевой состав, г/дм ³			
	CaCl ₂ б/в	MgCl ₂ *6H ₂ O	NaHCO ₃	NaCl
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

4.1.2 Ингибиторы, подлежащие исследованию

Для исследования были взяты ингибиторы коррозии, которые показывали наибольшую эффективность в процессе эксплуатации на нефтяных промысловых объектах.

Ингибиторы коррозии:

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

4.1.3 Материалы и лабораторное оборудование

Так как промышленный трубопровод выполнен из стали [REDACTED], то в качестве объекта исследования будут взяты образцы-свидетели из стали [REDACTED]. Химический состав стали представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Химический состав в % стали марки [REDACTED]

Элемент	C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	N	Cu	As	Fe
Содержание	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Так же для выполнения эксперимента был взят определенный набор необходимого оборудования.

Таблица 4.3 – Оборудование, материалы и реактивы

№	Оборудование
1	Весы аналитические электронные лабораторные (марка ALC-110d4)
2	Ячейка для определения протекания скорости коррозии (стакан стеклянный – 250мл, 3 полимерных крючка для подвешивания образцов-свидетелей, полимерная крышка)
3	[REDACTED]

Продолжение таблицы 4.3

4	Штангенциркуль (цена деления равна 0,05мм)
5	Спирт этиловый – этанол (очищенный, ректификованный технический)
6	Ацетон (марки ЯсХим), соответствует ГОСТ 2768-84
7	Наждачная бумага (зернистость от М40 и менее), для обработки и подготовки образцов-свидетелей
8	Пинцет пластмассовый
9	Бумага фильтровальная
10	Термостат, обеспечивающий температуру (40±2) °С
11	Ластик полимерный
12	
13	
14	Вода дистиллированная

4.2 Методики определения технологических свойств

4.2.1 Методика оценки совместимости с моделью пластовой воды

Для оценки совместимости ингибитора коррозии с моделью пластовой воды в пробирки при помощи пипетки наливалось по 5 см³ раствора минерализованной воды, затем дозатором вносилось 5 см³ раствора ингибитора (концентрация ингибитора в полученной смеси – 50 г/дм³). Смеси тщательно перемешивались, пробирки закрывались крышкой. Первая серия выдерживалась в течение 3 часов при 20 °С, вторая – при 40 °С в термостате.

Совместимым с моделью пластовой воды считается ингибитор коррозии, который после термостатирования в пробирке не вызывал выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, а также расслоение пробы.

Таблица 4.4 – Первая серия исследования на совместимость с пластовой водой

№	Ингибитор коррозии	Условия	Заключения
1		3ч / 20 °С	не прошел *
2		3ч / 20 °С	прошел
3		3ч / 20 °С	прошел
4		3ч / 20 °С	прошел
5		3ч / 20 °С	прошел
6		3ч / 20 °С	прошел
7		3ч / 20 °С	прошел

*Примечание – не прошел – выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, а также расслоение пробы.
*Примечание – прошел – реакции не произошло, ингибитор растворился.

Таблица 4.5 – Вторая серия исследования на совместимость с пластовой водой

№	Ингибитор коррозии	Условия	Заключения
1		3ч / 40 °С	не прошел
2		3ч / 40 °С	не прошел
3		3ч / 40 °С	не прошел
4		3ч / 40 °С	прошел

Продолжение таблицы 4.5

5			3ч / 40 °С	прошел
6			3ч / 40 °С	прошел
7			3ч / 40 °С	прошел
*Примечание – не прошел – выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, а также расслоение пробы.				
*Примечание – прошел – реакции не произошло, ингибитор растворился.				

Для дальнейшего исследования, по результатам двух серий лабораторного анализа были выбраны четыре ингибитора коррозии совместимые с моделью пластовой воды:



4.3 Определение скорости коррозии гравиметрическим методом

Объектом испытания является промышленно выпускаемые, ингибиторы коррозии, предназначенный для обработки внутренней полости трубопровода.

Данная методика предназначена для определения коррозионной активности товарной формы химических реагентов при исследуемой температуре в статическом тесте. Методика разработана в соответствии с ГОСТ 9.905-2007. Испытание коррозионной активности товарной формы химического реагента заключается в выдерживании образцов металла в течение установленного времени в жидкой среде реагента. По потере массы образца металла рассчитывается скорость коррозии.

4.3.1 Подготовка к выполнению измерений

Химический реагент помещается в испытательную ячейку. Для очистки стальных пластин используется шкурка М40, которой проводят по поверхности в одном направлении вдоль длины пластины до тех пор, пока не появится металлический блеск. При необходимости пластин можно повторно использовать не более трех раз, при условии, что их торцы не подвержены коррозии. После шлифования производится измерение полной поверхности образцов, а также измерение длины (а), ширины (b) и толщины (с) образца с использованием штангенциркуля с точностью до 0,1 мм. При этом пренебрегается площадью отверстий. Пластины очищают от жира с помощью ацетона, а последующие операции с образцами выполняются с использованием пинцета. После этого пластины высушивают фильтровальной бумагой, упаковывают и помещают в эксикатор с влагопоглотителем, а затем взвешивают на аналитических весах. Результат взвешивания записывается в граммах с точностью до четвертого десятичного знака. Подготовленные пластины хранятся в эксикаторе.

					ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

4.3.2 Обработка результатов

Исследуемый состав полностью заполняет испытательную ячейку, а затем в нее помещается стержень с тремя подвешенными пластинами таким образом, чтобы пластины полностью находились внутри жидкости. После процесса экспонирования пластины извлекают из раствора и промывают водой для удаления налета. Затем резинкой удаляют остатки, а пластины протирают спиртом, а затем ацетоном. После этого пластины высушивают фильтровальной бумагой, упаковывают и помещают в эксикатор с влагопоглотителем, а затем взвешивают на аналитических весах. Результат взвешивания записывается в граммах с точностью до четвертого десятичного знака.

Скорость растворения стали (мм/год) вычисляют по формуле:

$$C = 1,12 * \frac{m - m1}{T} * S \quad (4.1)$$

где m – масса пластины до начала анализа, г;
 $m1$ – масса пластины после анализа, г;
 S – площадь пластины, m^2 ;
 T – время проведения испытания, ч;
 1,12 – коэффициент пересчета.

За результат анализа принимают среднее арифметическое трех параллельных определений.

В соответствии с имеющейся моделью воды был проведен анализ скорости коррозии на трех образцах свидетелях:

Таблица 4.6 – Скорость коррозии

Номер образца	Скорость коррозии, мм				
	час	день	месяц	6 месяцев	12 месяцев
1					
2					
3					
Среднее значение скорости коррозии, мм					

В ходе расчета скорости коррозии с учетом имеющихся данных о модели воды, была установлена скорость коррозии равная [] мм в год.

4.4 Определение защитной способности ингибитора

Испытания ингибиторов коррозии проводятся при помощи установки, включающей электрохимическую ячейку, в которую установлен датчик с электродами цилиндрической формы. Конструкция ячеек должна предусматривать перемешивание среды, деаэрацию и насыщение двуокисью углерода, введение ингибитора, и обеспечивать постоянство объема, состава среды, герметичность системы [79].

Перемешивание коррозионной среды осуществляется с помощью магнитной мешалки.

Скорость коррозии регистрируется с помощью коррозиметра (например, типа Моникор)



Рисунок 4.1 – коррозиметр Моникор-2М

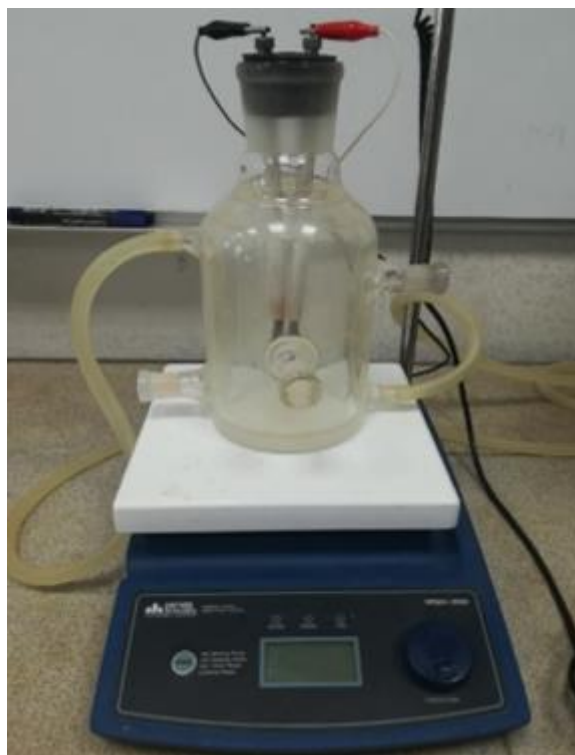


Рисунок 4.2 – Установка для определения защитного действия ингибиторов коррозии

4.4.1 Приготовление модели нефти

В качестве углеводородной фазы рекомендуется применение модели нефти, состоящей из керосина, о-ксилола и и-октана в соотношении (1:1:1). Модель нефти перед испытанием необходимо деаэрировать углекислым газом в течение 10 мин.

4.4.2 насыщение двуокисью углерода

Для проведения испытаний методом Bubble-test коррозионно-агрессивная среда готовится следующим образом: модельная пластовая вода с целью деаэрации и насыщения продувается двуокисью углерода в течение 0,5 часа.

При проведении испытаний производится постоянное барботирование испытываемой среды углекислым газом, рекомендуемым расход газа – 1-2 пузырька в секунду.

4.4.3 Подготовка электродов

Перед опытом рабочую поверхность исследуемого электрода подвергают шлифовке обезжиривают ацетоном или этиловым спиртом. Степень обезжиривания контролируют по полному смачиванию водой поверхности образцов.

Непосредственно перед началом испытания рабочую поверхность электрода активируют в 15 %-ном растворе соляной кислоты в течение 1 мин, промывают проточной, затем дистиллированной водой [79].

4.4.4 Приготовление модели пластовой воды

Таблица 4.7 – солевой состав модели воды

МПВ	Солевой состав, г/дм ³			
	CaCl ₂	MgCl ₂	NaHCO ₃	NaCl
месторождение	■	■	■	■

Модель пластовой воды (МПВ)HCO₃³⁺ готовят растворением солей в дистиллированной воде. Во избежание выпадения осадка карбоната кальция CaCO₃ готовим два раствора:

- 1) анионный раствор, содержащий отрицательные ионы;
- 2) катионный раствор, содержащий ион Ca²⁺.

Непосредственно перед началом тестирования растворы смешиваются и заливаются в испытательные ячейки.

4.4.5 Проведение испытаний для системы нефтесбора

В коррозионную ячейку с подготовленной модельной пластовой водой, нагретой до 40 °С, устанавливают датчики с электродами. Электроды должны располагаться на минимальном расстоянии от нижнего основания ячеек. Включают мешалку со скоростью перемешивания 100 об/мин. (что соответствует ламинарному режиму перемешивания, характерного для системы НС) и подогрев ячеек до температуры исследуемого объекта.

В ячейку через отверстие в крышке осторожно добавляют модель нефти таким образом, чтобы не допустить перемешивания с водой и предотвратить попадание его на электроды датчика. Обводненность продукции, транспортируемой по промышленному трубопроводу, составляет ■ %.

Датчики подключают к коррозиметру и начинают замеры скорости коррозии. Периодичность замеров составляет 15 минут. Измерение скорости коррозии до введения ингибитора производится до тех пор, пока получаемые значения не стабилизируются, длительность измерений должна быть не менее 2 часов. За контрольную скорость коррозии (КСК) принимается установившаяся скорость коррозии, при этом результаты последних трех замеров не должны различаться более чем на 5%.

После стабилизации контрольной скорости коррозии на поверхность нефти при помощи микрошприца или микродозатора вносится требуемое количество ингибитора, соответствующее исследуемой дозировке. Затем контролируется изменение скорости коррозии при заданной дозировке ингибитора. За остаточную скорость коррозии (ОСК) при

заданной дозировке принимается установившееся значение, но не ранее чем через 4 часа после ввода ингибитора. Результаты последних трех замеров не должны различаться более чем на 5 %. Для определения сходимости результатов для каждой дозировки проводят по два параллельных эксперимента.

Защитный эффект реагентов (Z, %) рассчитывают по формуле:

$$Z = \frac{КСК - ОСК}{КСК} * 100\% \quad (4.2)$$

где Z – степень защиты ингибитора коррозии, %.
 КСК – контрольная скорость коррозии, мм/год.
 ОСК – остаточная скорость коррозии, мм/год.

4.4.6 Обработка результатов

По результатам проведенного эксперимента были получены следующие данные:

Таблица 4.8 – Эффективность ингибиторов коррозии

№	Ингибитор коррозии	Эффективность, %	Дозировка, мг/л					
			5	10	15	20	25	30
1	■		■	■	■	■	■	■
2	■		■	■	■	■	■	■
3								
4								

Как видно из проведенных исследований наибольшую эффективность проявил ингибитор коррозии ■, так как при дозировке в ■ мг/л показал наибольший процент защищающей способности, так же при увеличении дозировки ингибирующая способно перестала изменяться во времени.

4.5 Заключение

В данном разделе ВКР были описаны методики исследования скорости коррозии и определения защитной способности ингибиторов коррозии. Также описаны результаты проведенных лабораторных исследований на определение и выбор наиболее эффективного ингибитора в имеющихся условиях эксплуатации промышленного нефтепровода. По результатам лабораторных исследований выбран ингибитор коррозии ■.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2Б92		Волков Руслан Аликович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 5575 руб. - Затраты на специальное оборудование: 57000 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. SWOT - анализ
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В предыдущих главах работы обоснована технологическая эффективность применения ингибитора «XXXXXXXXXX» на промысловых нефтепроводах месторождения «XXXXXXXXXX», так как в результате перекачки высокоагрессивной среды активно протекают коррозионные процессы. Этим обуславливается возникновение аварий и инцидентов, что приводит к остановкам перекачки и материальным убыткам.

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

Исследуемые ингибиторы коррозии предназначены для минимизации возникновения условий образования коррозионных процессов при транспорте продукта по ПТ, и на УПН. Сравнение показателей данных ингибиторов является немаловажной частью, т.к. их правильный выбор будет способствовать сохранению бюджета компании, сил и средств, а также избавит от непредвиденных аварийных ситуаций.

Целевыми потребителями разработки являются предприятия нефтяной промышленности, занимающиеся добычей, перекачкой и подготовкой нефти перед сдачей в магистральный нефтепровод и на станциях НПС. Особый интерес данный анализ вызовет у компаний, занимающихся перекачкой неподготовленной продукции с Северных месторождений с осложненными климатическими условиями, и агрессивной добываемой средой.

Сегментировать рынок можно по типу перекачиваемого продукта и соответствующего ингибитора, наиболее подходящего для реализации данной технологии (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид ингибитора		
		XXXXX	XXXXX	XXXXX
Тип продукта	сырая нефть			
	подготовленная нефть			
		-	-	

<i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Волков Р.А.		
Руковод.		Чухарева Н.В.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ			Лит.	Лист
				69
			Листов 127	
			ТПУ Группа 2Б92	

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Ввиду актуальности проблемы образования коррозии при перекачке НГВСС, технология будет востребуемой. По карте сегментирования рынка видно какие компании будут заинтересованы в конкретном типе ингибиторов коррозии, исходя из характеристик перекачиваемого продукта.

Наиболее целесообразно сравнивать предупреждение и ликвидацию коррозии с применением ингибитора коррозии ██████████ (К1), потому как данный вид ингибитора самый эффективный, и с применением других химических соединений, из-за конкурирующих характеристик данного продукта, а также ингибиторы ██████████ (К3) из-за их перспективности в области применения. Результаты представим в виде оценочной карты (таблица 4), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{K1} 1	B_{K2}	B_{K3}	K_{K1}	K_{K2}	K_{K3}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Температурный интервал эксплуатации	0,12	5	4	2	0,60	0,48	0,24
2. Удобство в эксплуатации	0,10	5	5	5	0,50	0,50	0,50
3. Вязкость	0,05	4	2	3	0,20	0,10	0,15
4. Разделение эмульсии	0,07	4	2	5	0,28	0,14	0,35
5. Растворимость в газовой фазе	0,11	3	5	5	0,33	0,55	0,55
6. Активность	0,19	5	5	4	0,95	0,95	0,76
7. Утилизация	0,08	3	3	5	0,24	0,24	0,40

Продолжение таблицы 5.2

Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
2. Цена	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. Перспективность использования	0,04	4	3	5	0,16	0,12	0,20
4. Промышленная база	0,05	5	4	2	0,25	0,20	0,10
Итого	1	48	42	40	4,46	4,04	3,63

В результате анализа полученных данных таблицы 5.2 можно сделать вывод, что применение [REDACTED] в качестве ингибитора коррозии на промысловом нефтепроводе превосходит альтернативные методы предупреждения и ликвидации возникновения коррозии как по значению большинства показателей в отдельности, так и по итоговому баллу.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты SWOT-анализа исследования

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
С1. Большая перспектива развития С2. Низкая стоимость материала С3. Повышение безопасности производства С4. Рациональность использования ресурсов	В2. Отсутствие массового производства аналогов В1. Развитие технологий в данной отрасли В3. Возможность изготавливать в РФ
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
Сл1. Неполноценная отдача при использовании Сл2. Высокая стоимость изучения новых вариаций	У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Рост стоимости импортных материалов У3. Уменьшение объема инвестиций У4. Экономическая ситуация в стране У5. Появление новых конкурентных разработок.

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

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

	Сильные стороны				Слабые стороны		
		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2
Возможности проекта	V1	+	+	0	-	0	+
	V2	+	+	+	+	-	-
	V3	+	+	+	+	0	-

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и угроз

	Сильные стороны				Слабые стороны		
		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2
Угрозы проекта	У1	0	+	-	+	-	+
	У2	-	-	-	-	-	-
	У3	-	-	0	+	-	-
	У4	+	+	+	-	-	-
	У5	-	+	+	+	-	+

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице

Результатом, анализа внешней и внутренней среды проекта будут учитываться при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 5.6 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Большая перспектива развития С2. Низкая стоимость материала С3. Повышение безопасности производства С4. Рациональность использования ресурсов	Сл1. Неполноценная отдача при использовании Сл2. Высокая стоимость изучения новых вариаций

Продолжение таблицы 5.6

Возможности	<p>В2. Отсутствие массового производства аналогов</p> <p>В1. Развитие технологий в данной отрасли</p> <p>В3. Возможность изготавливать в РФ</p>	<p>1. Привлечение средств государства для введения новой технологии.</p> <p>2. Импортозамещение и возможность создавать конкурентоспособные материалы на рынке</p>	<p>1. Оптимизация технологии изготовления оборудования для использования продукта</p> <p>2. Отбор высококвалифицированных специалистов</p> <p>3. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
Угрозы	<p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Рост стоимости импортных материалов</p> <p>У3. Уменьшение объёма инвестиций</p> <p>У4. Экономическая ситуация в стране</p> <p>У5. Появление новых конкурентных разработок.</p>	<p>1. Недостаток финансирования протестирует качество производимого оборудования, что позволит продлить срок использования</p> <p>2. Страны, заинтересованные в данных разработках, могут покрыть недостаток финансирования</p>	<p>1. Создание массового производства оборудования</p> <p>2. Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров</p> <p>3. Развитие отечественных технологий производства</p>

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

5.3 Определение трудоемкости выполняемых работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5} \quad (5.2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;
 $t_{min i}$ – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;
 $t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (5.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;
 $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.3.1 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (5.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

					ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5.5)$$

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.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Временные показатели проведения научного исследования представлены в таблице

5.8.

Таблица 5.8– 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} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ож}$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23

На основе таблицы временных показателей проведения научного исследования был построен календарный план-график проведения НИОКР по теме (таблица 5.9). Для удобства месяца в диаграмме были разбиты на декады (10 дней).

Таблица 5.9 – Календарный план-график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ							
				Фев.	Март	Апрель	Май				
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■							
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■							
3	Литературный обзор	Бакалавр	23	■							
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15		■	■	■				
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18				■	■	■		
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30					■	■	■	■
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5							■	■
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9							■	■



Руководитель



Бакалавр

5.4 Бюджет научно–технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы НИР.

5.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (5.6)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;
 m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;
 C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;
 $N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 5.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	3	3	1500	1500	1500	4500	4500	4500
Бумага для принтера	шт.	350	280	300	0,5	0,5	0,5	175	140	150
Электроэнергия	кВт/ч	200	230	270	4,5	4,5	4,5	900	1035	1215
Итого:								5575	5675	5865

5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Здесь включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.11 – Расчет основной заработной платы

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	60000	70000	90000	60000	70000	90000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	8000	12000	7000	8000	12000
Итого:								67000	78000	102000

5.4.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (5.7)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;
 $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;
 T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (5.8)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (k_{\text{р}} + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{тс}}, \quad (5.9)$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}} = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент (для Томска $k_{\text{р}} = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 5.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$, %	$k_{\text{д}}$, %	$k_{\text{р}}$, %	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{\text{осн}}$:								87736

5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 5.13 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:			13104

5.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ($k_{\text{внеб}} = 0,3$).

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 5.14

Таблица 5.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

5.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$Z_{\text{накл1}} = (5575 + 57000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 30909 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (5675 + 62500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31805 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (5865 + 67500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 32635 \text{ руб.}$$

5.4.7 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

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

Заключительный анализ технического решения представлен в таблице 5.15

Таблица 5.15 – Итоговые затраты

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	5575	5675	5865	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	57000	62500	67500	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 3.5
6. Накладные расходы	30909	31805	32635	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	224087	230583	236603	Сумма ст. 1-6

Таким образом, общий бюджет затрат НТИ составил 236603 руб.

5.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение эффективности происходит на основе сравнения значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки, которые получают в ходе оценки бюджета затрат и сравнительной оценки характеристик двух (и более) вариантов разработок.

Ранее было отмечено (раздел 4.3), что техническое решение является уникальным в своем роде и других разработок по данной проблеме нет. В связи с чем проведение сравнительной оценки значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки не представляется возможным.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

					ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{224087}{236603} = 0,94$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{230583}{236603} = 0,97$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{236603}{236603} = 1$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.14)$$

где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Таблица 5.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	2
5. Надежность	0,25	5	4	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	4,8	3,5	3,05

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{4,8}{0,94} = 5,1;$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,5}{0,97} = 3,6;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,05}{1} = 3,05$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{срi}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}$$

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	0,97	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,5	3,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,10	3,60	3,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,42	1,18	0,59

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

5.6 Заключение

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный материал, оценили его сильные и слабые стороны и подвели общий итог по исследуемым материалами. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 16 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 236603 руб.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа 2Б92		ФИО Волков Руслан Аликович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промышленного нефтепровода на примере объектов ████████ области;</p> <p>Рабочая зона: участок промышленного нефтепровода;</p> <p>Размеры объекта: ████████;</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: БДР (блок дозирования реагентов), промышленный нефтепровод ингибиторы коррозии разного типа, сталь марки ████████, модель пластовой воды;</p> <p>Рабочие процессы связанные с объектом исследования: поток среды, подбор ингибитора коррозии, исследования на эффективность ингибитора;</p> <p>Область применения: промышленные трубопроводы нефтедобывающих предприятий.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; – Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями от 11 июня 2021 года.); – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ от 12.03.2013 № 101 (с изменениями от 19 января 2022 года); – «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности" (вместе с "Правилами
---	--

	<p>организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности") - утверждены Постановлением № 2168 Правительства РФ от 18.12.2020 г;</p> <p>– «ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР», 1986 г. с изменениями от 2000 г.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>При эксплуатации нефтесборного трубопровода были проанализированы следующие потенциально вредные и опасные факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток искусственного освещения – Повышенная загазованность воздуха – Пониженная температура воздуха рабочей зоны – Влияние вредных веществ – Движущиеся подвижные части производственного оборудования – Производственные факторы, связанные с электрическим током – Опасный уровень давления в промысловом трубопроводе – Пожаровзрывоопасность
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы загрязняющих веществ при работе техники, выбросы попутного нефтяного газа и испарения с поверхности разлитой нефти; – Гидросфера: разрушение берегов водоемов и водотоков при устройстве траншей, разлив загрязняющих веществ и нефти на воде; – Литосфера: нарушение сплошности грунта, попадание в почву загрязняющих веществ, разлив нефти.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Возможные ЧС: стихийные бедствия, аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода; – Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода;

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из эффективных способов повышения эксплуатационных свойств промыслового трубопровода является применение ингибирования труб при его эксплуатации. Безусловным преимуществом применения такого метода перед остальными является его высокая эффективность и экономически выгодная доступность.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается эффективность применения ингибирования труб при эксплуатации промыслового нефтепровода на одном из северных месторождений ████████ области. Объектом исследования являются разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов ████████ области. Данная работа направлена на разработку мер по снижению негативного влияния коррозионно – активных углеводородных сред и нестационарных процессов на трубопроводы

Объектом исследования является действующий нефтесборный промысловый трубопровод нефтяного месторождения, расположенный в ████████ районе ████████ области, находящийся под влиянием коррозионно-активной среды. Эксплуатацию трубопровода осуществляет компания ████████

Промысловые нефтесборные трубопроводы являются ключевым звеном в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, так как благодаря ним осуществляется доставка продукта до пункта подготовки, а в дальнейшем и до магистрального трубопровода. Промысловый нефтепровод подвержен прямому влиянию агрессивной среды, так как транспортируется неподготовленный продукт. Именно поэтому, риск отказа и возникновения аварийной ситуации на промысловых трубопроводах критический, аварии оказывают негативное влияние на окружающую среду и здоровье людей.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ опасных производственных факторов на промысловом трубопроводе, а также мероприятий по защите окружающей среды.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области		
Разраб.		Волков Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				85	127
Консульт.					ТПУ Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [16], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на производственной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При эксплуатации нефтепровода в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды. Согласно [16], устанавливаются следующие типовые нормы для слесаря по ремонту технологических установок:

Таблица 6.1 – Типовые норма бесплатной выдачи СИЗ для слесаря по ремонту ТУ

Костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	1 шт
Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
Перчатки с точечным покрытием	До износа
Щиток лицевой или очки защитные	До износа
Фартук для защиты от повышенных температур	Дежурный
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара
Перчатки резиновые или из полимерных материалов	1 пара

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [18]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

6.2 Производственная безопасность

Виды работ, а также вредные и опасные производственные факторы, сопоставимые с этими работами, нормативные документы, регламентирующие процесс производства, ПДК и т.п. представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при перекачке пластового флюида по промысловому нефтепроводу.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проект.	Экспл.	Ремонт	
1.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	-	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [8]. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны [9]. ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [10]. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений [11]. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [12]. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [13]. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [14]. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах [15]. 8) ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [16]. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания [17]. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве» [18].
2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны	-	+	+	
3.Влияние вредных веществ	-	+	+	
4.Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;	-	+	+	
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	
6.Опасный уровень давления в промысловом трубопроводе	-	+	+	
7.Пожаровзрывоопасность	+	+	+	

6.3 Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Расчет освещенности рабочей зоны

Одной из основных обязанностей оператора технологических установок (ТУ) является контроль за надлежащим состоянием и работой промышленного оборудования. Борьба с осложнениями, проектируется еще на этапе капитального строительства кустовой площадки. Для борьбы с солеотложениями на кустовой площадке оборудуются блоки дозирования химических реагентов. Внутри этого блока присутствуют насосы необходимой производительности, импульсные трубки, манометры, термометры и ёмкость для химических веществ. Наихудшие условия освещения рабочей зоны создаются при сумерках, а наименьший размер объекта, который необходимо разглядеть – 1 мм (шкала деления манометра, осмотр импульсных трубок на предмет коррозии или свищей). Таким образом, работа оператора относится к категории малой точности, а освещенность должна быть не менее 200 лк.



Рисунок 6.1 – Блок дозирования реагентов

Расчет коэффициента светового потока определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_l \cdot n} = 6421,6 \text{ лм} \quad (6.1)$$

где E_H – нормативная освещенность, 200 лк;
 S – площадь помещения БДР, 12 м² ;
 K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника. (Для помещений со средним выделением пыли коэффициент берется равный 1,8);
 Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминисцентных ламп 1,1);
 N_l – количество ламп в помещении, 1;

Для начала необходимо определить коэффициенты отражения потолка и стен по таблице 6.3.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Таблица 6.3 – Значение коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	$\rho_{п}, \%$	Состояние стен	$\rho_{ст}, \%$
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый деревянный (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неошкуренные	10
Грязный (кузницы, склады)	10	С темными обоями	10

Каркас блока дозирования реагентов состоит из профлиста, окрашенного в белый цвет, поэтому примем коэффициенты потолка и стены равными 70 и 50 % соответственно.

Коэффициент светового потока i рассчитывается исходя из габаритов помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{12}{2,8 \cdot (3 + 4)} = 0,61 \quad (6.2)$$

где S – площадь помещения;
 h – высота над рабочей поверхностью;
 A и B – длина и ширина помещения.

H – высота помещения, 3,8 м;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), 0,5 м;

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом – 3,3 м;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности – 0,5 м;

$h = h_n - h_{рп}$ расчётная высота светильника над рабочей поверхностью, 2,8 м.

Таким образом, коэффициент использования светильника для типа ОД и ОДЛ по таблице 6.4 равен 37 %.

Таблица 6.4 – Коэффициенты использования светового потока при помощи люминесцентных ламп

Тип светильника	ОД и ОДЛ			ОДР			ОДО			ОДОР			Л71БОЗ		
	$\rho_n, \%$	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50
$\rho_c, \%$	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50
i	Коэффициенты использования, %														
0,5	23	26	31	21	24	28	21	25	30	18	21	26	14	16	19
0,6	30	33	37	27	30	34	27	31	36	23	27	32	18	20	22
0,7	35	38	42	32	35	38	32	36	41	27	31	35	21	23	25
0,8	39	41	45	35	37	41	36	39	44	30	33	38	23	25	27
0,9	42	44	48	38	40	43	39	42	46	32	36	40	25	27	29
1,0	44	46	49	40	42	45	41	44	48	34	38	42	26	28	30
1,1	46	48	51	41	43	46	42	46	50	36	39	43	27	29	31
1,25	48	50	53	43	45	48	44	48	52	38	41	45	29	30	32
1,5	50	52	56	45	48	51	46	50	55	40	43	47	30	31	34
1,75	52	55	58	47	50	53	49	52	58	42	45	50	31	33	35
2,0	55	57	60	50	52	54	51	55	60	43	47	52	33	34	36
2,25	57	59	62	52	54	56	53	57	62	45	49	54	34	35	37
2,5	59	61	64	53	55	58	55	58	64	47	50	56	35	36	39
3,0	60	62	66	54	56	60	56	60	66	48	52	58	36	37	40
3,5	61	64	67	56	57	61	58	62	67	49	53	59	37	38	40
4,0	63	65	68	57	58	62	59	63	68	50	54	60	38	39	41
5,0	64	66	70	58	60	63	60	64	70	51	56	62	38	40	42

По таблице 6.5 выберем подходящую по типу лампу со световым потоком. Ею является лампа холодно-белого цвета и мощностью 125 Вт, работающая от сети с напряжением 220 В.

Таблица 6.5 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм			
		ЛД	ЛХБ	ЛБ	ЛТБ
15	127	700	820	835	850
20	127	880	1020	1060	1060
30	220	1650	1940	2020	2020
40	220	2300	2700	2800	2850
65	220	3750	4400	4600	4600
80	220	4250	5000	5200	5200
125	220	-	8000	-	8150

Отсюда, общая мощность осветительной системы составит 125 Вт.

Расстояние между светильниками L определяется по формуле 6.3

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2,8 = 3,08 \text{ м.} \quad (6.3)$$

где λ – наиболее эффективное расположение светильников.

Для светильников типа ОДР коэффициент равен 1,1.

Затем определяется минимальное расстояние от светильника до крайнего ряда стены как $L/3$ и получается равным 1 м.

Количество рядов светильников с лампами определяется по формуле 6.4

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = 1,40 \approx 1 \quad (6.4)$$

Получившаяся схема освещения выглядит следующим образом (рисунок 6.2):

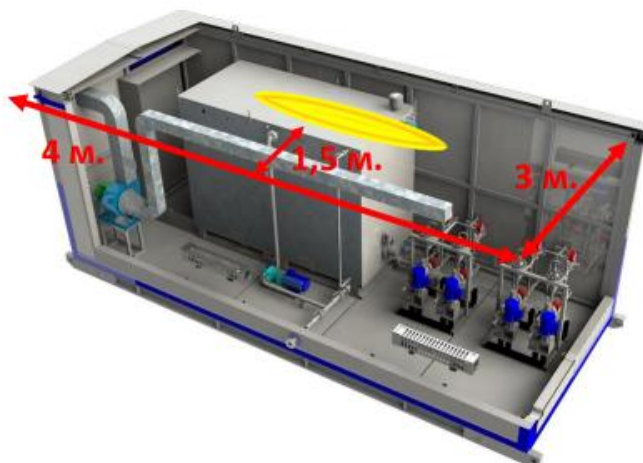


Рисунок 6.2 – Схема освещения БДР

6.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды, влияние вредных веществ

Камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПСОД), а также узлы подключений трубопровода являются наиболее опасными объектами транспортировки нефти на промысле, поскольку в камерах сконцентрировано большое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов; на узлах подключения, в случае разгерметизации, также может возникнуть опасность отравления токсичными веществами.

Далее будет представлен список веществ, а также их ПДК в воздухе рабочей зоны; согласно [9], данные вещества относятся ко всем четырем классам опасности по степени воздействия на организм человека.

Таблица 6.6 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне промыслового нефтепровода

Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности	Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности
Нефть (фр.20-200)	300	4	Оксиды азота	5	2
Метан	300	4	Метилмеркаптан	0,8	2
Пропан	300	4	Ртуть	0,01	1
Бутан	300	4	Серная кислота	0	2
Бензол	5	2	Тетраэтилсвинец	0,005	1
Метанол	5	3	Толуол	50	3
Этиловый спирт	1000	4	Окись углерода	20	4
Ацетон	200	4	Дихлорэтан	10	2
Керосин	300	4	Сероводород	10	2

Все из перечисленных компонентов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Спирт, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [9]:

- Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений запорной арматуры);
- Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания рабочего места на камерах пуска-приема средств очистки и диагностики;
- Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски);
- Обязательное наличие газоанализатора при выполнении газоопасных работ.

6.5 Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Все требования, связанные с воздухом рабочей зоны, регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 [9].

Прежде всего, стоит отметить, что работа в течение длительного времени на холодном воздухе способствует возникновению различных острых и хронических простудных заболеваний. Привлечение сотрудников к выполнению трудовых обязанностей в зимний период или иное холодное время на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях должно сопровождаться предоставлением специальных перерывов для обогрева и отдыха, а в отдельных случаях и дополнительной оплатой труда.

На работодателя действующее законодательство возлагает обязательства по надлежащей организации трудового процесса, и обеспечению работников соответствующими средствами защиты, включая в необходимых случаях обеспечение средствами для обогрева. Средства для обогрева должны быть предоставлены на местах выполнения работ или в непосредственной близости от места работы. При кратковременных работах должно быть обеспечено лишь устройство костров для обогрева.

Мероприятия по организации работ с пониженной температурой воздуха:

- Предоставление сотрудникам теплой спецодежды;

					<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

- Предоставление специальных перерывов для обогрева и отдыха;
- Предоставление средств для обогрева.

6.6 Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

На узлах подключения нефтепровода, к подвижным частям оборудования относят запорную арматуру (задвижки), которые могут привести к механическому воздействию на организм работника. На некоторых участках, имеются задвижки с электроприводом, в состав которого входит электродвигатель, поэтому все движущиеся и вращающиеся части привода должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов, и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

6.7 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Поскольку на объектах промыслового нефтепровода есть узлы дозировки ингибиторов и АГЗУ, которые потребляют значительное количество энергии, то можно с уверенностью сказать, что некоторые узлы являются энергоемкими объектами, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает нескольких сотен вольт, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Элетропоражение может произойти по следующим причинам [10]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Основными мерами защиты от разрядов статического электричества является предотвращение накопления зарядов на металлическом оборудовании и предотвращение накопления зарядов на твердых и жидких диэлектриках.

Для предотвращения накопления зарядов на оборудовании все металлические части, на которых могут появиться заряды (аппараты, машины, резервуары, трубопроводы, эстакады и др.), должны быть заземлены.

Устройства защиты зданий и сооружений УКПН от прямых ударов молний, вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества необходимо постоянно содержать технически исправном состоянии, проверять их в установленные срок, не реже раза в год.

Для защиты рабочего персонала от поражения электрическим током используются следующие средства защиты:

					<i>НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ограничение доступности токоведущих частей (используется защитный кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных частей, строительство воздушных линий электропередачи и т.д.);
- маркировка отдельных частей электрооборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация;
- заземление оборудования, работающего под напряжением, зданий, вагончиков, техники, блок – понтонов;
- защитное отключение оборудования, находящиеся под повышенным напряжением, снижение напряжения.

При обслуживании электроустановок напряжением до 1000 В применяются следующие изолирующие защитные средства: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и к дополнительным – диэлектрические галоши и резиновые коврик, и изолирующие подставки.

Видами поражения при контакте с электрическим током являются: электроожог, электроудар и электросудорога.

Меры защиты:

- Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение;
- Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей;
- Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности;
- Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

При соблюдении указанных организационных и технических мер риск поражения электрическим током сводится к минимуму.

6.8 Опасный уровень давления в трубопроводе

Поскольку рабочее давление нефтепровода составляет 28 атмосфер, то трубопровод считается крайне опасным технологическим сооружением, так как аварии и отказы сопровождаются значительным экологическим ущербом – разливом нефтепродуктов, отравлением местной флоры и фауны, даже возможной гибелью людей. Крайне высокий уровень давления способствует разрыву труб в местах наличия дефектов, коррозионного износа, брака деталей и т.д.

					<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов, антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с записями результатов в эксплуатационном журнале и занесением результатов в базу данных ведущих инженеров эксплуатирующего цеха.

Мероприятия по предотвращению аварии на трубопроводе:

- Визуальный и приборный контроль состояния трубопроводов
- Проведение своевременной ревизии согласно графику
- Проведение технических осмотров и текущих ремонтов по результатам диагностики
- Обеспечение должного контроля при монтаже систем мониторинга коррозии

6.9 Пожаровзрывоопасность

Узлы дозирования ингибиторов и узлы подключения являются одними из наиболее пожаровзрывоопасными объектами транспортировки нефти на промысле, поскольку в них сконцентрировано большое количество токсичных газов.

Основные источники выделения:

1. Узлы подключения. В случае открытия воздушного клапана, в короткий промежуток времени в воздух будет выброшено большое количество газовой составляющей пластового флюида.
2. Узлы дозирования ингибиторов. В случае нарушения герметичности оборудования из-за дефектов материалов; нарушения норм при строительно - монтажных работах; влияния коррозионно-активной среды; несоблюдение правил эксплуатации; окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры.

Меры по снижению пожаровзрывоопасности [13]:

- Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
- Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
- Контроль загазованности газоанализаторами.
- Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

К профилактическим мероприятиям по предотвращению возникновения пожара могут быть:

- вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления;
- приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим;

					<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

- машины, сварочные аппараты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10;
- на рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”;
- горючие отходы, мусор и т. д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на месте проведения работ, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель.

6.10 Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, нефтепродукты, шлам очистки трубопроводов от нефти поступают в гидросферу и почву в составе сточных вод от многих объектов нефтепромысла, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Таблица 6.7 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой пластового флюида по промысловому нефтепроводу

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из дожимной насосной по причине неплотности технологического оборудования	1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. Соблюдение правил эксплуатации; 3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, нефтепродуктов по причине аварийных разливов, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, коррозионного износа промыслового нефтепровода, несвоевременного ТО запорной арматуры	1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; 3. Локализация, ликвидация аварийных разливов только в соответствии с нормативными требованиями РД 153- 39.4-114-01[11]

Продолжение таблицы 6.7

Литосфера	Утечки нефти, нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений запорной арматуры, аварий	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям
	Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных бонов, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши	Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов

6.11 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии на промышленном нефтепроводе по причине коррозионного износа тела трубы, несвоевременного ТО, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [17] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену, физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Действия в результате ЧС при повреждении нефтепровода с выходом нефти наружу [17]:

1. Остановить агрегаты на ДНС.
2. Локализовать источник разлива.
3. Перекрыть полость трубопровода задвижками и пневмопробками.
4. Опорожнить поврежденный участок
5. Выставить посты ограждения разлитой нефти.
6. Собрать разлившуюся нефть.
7. Устранить повреждения нефтепровода.

					<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

6.12 Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной произведен анализ опасных производственных факторов на промышленном нефтепроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них. Также, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

					<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе бакалавра:

1. проведен аналитически обзор различных видов коррозии, причин возникновения коррозии в промысловых трубопроводах, определены механизмы протекания коррозионных процессов, выделены методы борьбы с образованием коррозии, рассмотрены современные методы коррозионного мониторинга;

2. составлена характеристика объекта исследования, выделены основные моменты, при которых эксплуатируется данный объект;

3. зная состав пластовой воды и согласно имеющимся производственным данным лабораторных исследований о скорости коррозии, для сравнения проводились аналогичные исследования на определение скорости коррозии на базе Томского политехнического университета. Среднегодовая скорость коррозии согласно производственному отчету равна 2,235 мм, по результатам лабораторных исследований на базе университета установлена скорость коррозии на исследуемом объекте в 2,248 мм в год;

4. выполнен гидравлический расчет сложного промышленного нефтепровода, по результатам которого установлен режим течения НГВСС – ламинарный. Стоит отметить характеристику ламинарного потока течения флюида, при котором по результатам расчетов числа Рейнольдса не доходят до 100 единиц, что говорит о очень низких скоростях движения среды в трубопроводе. Данный расчет доказывает активное протекание коррозионных процессов по нижней образующей трубы, так как обводненность перекачиваемой продукции в среднем составляет 70%;

5. выполнен технологический расчет на прочность промышленного трубопровода согласно ГОСТ Р 55990-2014 [7]. По результатам технологического расчета установлено, что все условия прочности **выполняются**;

6. выполнено моделирование колена трубопровода, для определения напряженно-деформированных состояний дефектной зоны. Смысл анализа заключается в определении НДС в проектном положении, и сравнении НДС после года эксплуатации со скоростью коррозии более 2 мм в год, описанной ранее. По результатам исследования установлены слабые места участка, в области образования дефекта типа – ручейковая коррозия. В области образования дефекта определены: напряжения по Мизесу, коэффициенты запаса прочности, смещения участка. Так же в месте образования дефекта проходит значительное снижение коэффициента прочности в диапазоне 50 – 70 % от проектного положения. Смещения в данной зоне, свидетельствуют о возможных вибрационных процессах, вызванных потерей металла и высоким напряжением в области образования дефекта. С

					ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

точки зрения прогнозирования, данный анализ дает возможность понимая возникновения в данной зоне отказов;

7. проведены лабораторные исследования на базе Томского политеха, на установление защитной способности ингибиторов коррозии, в имеющихся условиях эксплуатации (модель пластовой воды, модель нефти, режим течения флюида). По результатам лабораторных исследований выбран ингибитор коррозии ██████████;

8. рассчитана экономическая часть данной работы;

9. рассмотрены опасные и вредные факторы, а также методы защиты от них и безопасность во время работы.

					ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 9.514-99. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности. – Издательство стандартов. - Введен 01.01.2002 г. – 21 С.
2. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. - Издательство стандартов. - Введен 01.01.1984 г. – 25 С.
3. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. - Издательство стандартов. - Введен 01.07.1999 г. – 46 С.
4. ГОСТ 5272-58. Коррозия металлов. Термины. - Издательство стандартов. - Введен 01.01.1969 г. – 15 С.
5. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. - утвержден Минтопэнерго РФ 30.12.93 г.
6. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. - Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 27 от 22 июня 2005 г.)
7. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. - УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. N 278-ст
8. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
9. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 10.ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 11.РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
- 12.ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 13.ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 14.ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [45].
- 15.РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16.ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

17.СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания.

18.Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

19.СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

20.СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов».

21.Зырянов, А.О. Исследование коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб из стали 15Х5МФБЧ в высоко агрессивных нефтепромышленных средах и усовершенствование технологии термической обработки этих [Текст]: дис... канд. техн. наук: 05.16.09 / Зырянов Андрей Олегович. – Тольятти 2018. – 179 с.

22.Тюсенков, А.С. Коррозионная стойкость стали 13ХФА [Текст] / А.С. Тюсенков // Журнал “Сталь”. - №2. - 2016. - ISSN 0038-920X. – С. 53-57.

23.Muhammad Ibrahim Israr Bin. Computational Model of Pitting Corrosion. Thesis for the degree of Master of Science in Mechanical Engineering. Virginia Commonwealth University – 2013. - 92 p.

24.Чухарева Н.В., Абрамова Р.Н., Болсуновская Л.М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции [Текст]: Методические указания. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 65 с.

25.Особенности коррозии трубопроводов в условиях Западной Сибири [Электронный ресурс] / 2019. – Режим доступа: https://infoneft.ru/index.php?action=full_article&id=627, свободный

26.Бурков П.В. Моделирование ручейкового износа [Текст] / Бурков П.В., Кундянова У.П. // Современные материалы, техника и технологии. - №1 – 2015 – С. 40-44.

27.Локощенко А.М. Моделирование поведения материалов и элементов конструкций, находящихся под воздействием агрессивных сред (Обзор) [Текст] / Локощенко А.М., Фомин Л.В. // Проблемы прочности и пластичности - №2 – 2018 – С. 145-179.

28.Тазиева Р.Ф. Имитационное моделирование питтинговой коррозии хромоникелевых сталей в потенциостатических условиях [Текст] / Тазиева Р.Ф., Виноградова С.С., Журавлев Б.Л. // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2013. - №23. – С. 274-279.

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

29. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E) FIFTH EDITION, OCTOBER 1, 1991 Reaffirmed June 2000.

30. Williams, D. E., Westcott, C., & Fleischmann, M. (1984). Studies of the initiation of pitting corrosion on stainless steels. *Journal of Electroanalytical Chemistry and Interfacial Electrochemistry*, 180(1-2), 549–564. doi:10.1016/0368-1874(84)83606-0

31. Тагиева Р.Ф. Имитационное моделирование питтинговой коррозии хромоникелевых сталей в потенциостатических условиях [Текст] / Тагиева Р.Ф., Виноградова С.С., Кайдриков Р.А. // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2013. - №22. – С. 297-300.

32. Siavash Jafarzadeh, Ziguang Chen, Florin Bobaru. Computational modeling of pitting corrosion. *Corrosion Reviews*, Volume 37, Issue 5, Pages 419–439, eISSN 2191-0316, ISSN 0334-6005, DOI: <https://doi.org/10.1515/corrrev2019-0049>.

33. Ilim, Ilim & Bahri, Syaiful & Simanjuntak, Wasinton & Syah, Yana & Bundjali, Bunbun & Buchari, Buchari. (2017). Performance of oligomer 4-vinylpiperidine as a carbon dioxide corrosion inhibitor of mild steel. *Journal of Materials and Environmental Science*. 8. 2381-2390.

34. Li, T., Yang, Y., Gao, K., & Lu, M. (2008). Mechanism of protective film formation during CO₂ corrosion of X65 pipeline steel. *Journal of University of Science and Technology Beijing, Mineral, Metallurgy, Material*, 15(6), 702–706. doi:10.1016/s1005-8850(08)60274-1

35. Touali, Yo Antoine. (2013). Carbon Dioxide Corrosion studies in Oil and Gas Production.

36. Williams, D. E. (1985). Stochastic Models of Pitting Corrosion of Stainless Steels. *Journal of The Electrochemical Society*, 132(8), 1796. doi:10.1149/1.2114220

37. Абсаликов Р. Р. Исследование влияния хим. состава и структурных факторов на коррозионную стойкость углеродистых и низколегированных сталей. [Электронный ресурс] // Вторая Всероссийская научно-техническая конференция «Студенческая весна 2009: Машиностроительные технологии» / МГТУ им. Н.Э Баумана. – Электрон. дан. – М.: МГТУ, 2009. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Систем. требования: ПЭВМ, ОС Windows. – Режим доступа: studvesna.ru?go=articles&id=266 (дата обращения: 10.05.2020). – Загл. с экрана.

38. Артамонов О.Ю. Взаимосвязь коррозионно-электрохимического поведения и донорно-акцепторных свойств поверхности углеродистых и низколегированных сталей [Текст]: автореферат, дис... канд. хим. наук: 05.17.03 / Артамонов Олег Юрьевич – Москва 2011. – 24 с.

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

39. Bernardo A. Duran. Water hardness effect to galvanized steel corrosion in water. [Электронный ресурс] / 2013. – Режим доступа: <https://galvanizeit.org/knowledgebase/article/water-hardness-effect-to-galvanized-steel-corrosion-in-water>, свободный

40. Jimmy X. Jia, Guangling Song, Andrej Atrens, Influence of geometry on galvanic corrosion of AZ91D coupled to steel, Corrosion Science, Volume 48, Issue 8, 2006, Pages 2133-2153, ISSN 0010-938X, <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2005.08.013>.

41. Aoki, S., & Kishimoto, K. (1991). Prediction of galvanic corrosion rates by the boundary element method. Mathematical and Computer Modelling, 15(3-5), 11–22. doi:10.1016/0895-7177(91)90049-d

42. Тагиева Р.Ф. Системный анализ функциональных зависимостей параметров математических моделей питтинговой коррозии [Текст] / Тагиева Р.Ф., Виноградова С.С., Кайдриков Р.А. // учебное пособие – Изд-во. КНИТУ – Казань 2014.

43. Удод К.А. Управление структурой коррозионностойких сталей мартенситного, мартенситно-аустенитного и ферритного классов для повышения механических свойств и коррозионной стойкости [Текст]: дис... канд. техн. наук: 05.16.01 / Удод Кирилл Анатольевич – Москва 2016. – 161 с.

44. Денисова Т.В. Разработка стали повышенной прочности и коррозионной стойкости для производства нефтегазопроводных труб [Текст]: автореферат, дис... канд. техн. наук: 05.16.09 / Денисова Татьяна Владимировна – Пенза 2013. – 23 с.

45. Беликов С.В. Изучение структуры неметаллических включений в стали марки 13ХФА и их влияния на инициирование процессов питтингообразования. Беликов С.В., Сергеева К.И., Карабаналов М.С., Россина Н.Г., Попов А.А. [Текст] // Фундаментальные исследования. – Москва, 2012. - №11. – С. 367-372.

46. Гринева С.И. Коррозия и методы защиты [Текст]: Учебное пособие / Сычев М.М., Лукашова Т.В., Коробко В.Н., Мякин С.В. - СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2012. - 101с

47. Volker, Arno & Bloom, Joost & Mast, Arjan & van Beek, Pieter. (2015). Corrosion monitoring.

48. Bourreau, Lucas & Bouteiller, V. & Schoefs, Franck & Gaillet, Laurent & Schneider, Julien & Naar, Samuel & Thauvin, Benoit. (2016). ON-SITE CORROSION MONITORING - RELIABILITY.

49. Prabha, S & Rathish, Joseph & [b, R & [c, RM & [d, Shanthy & [e, G & [e, V & Rajendran, Susai. (2015). Corrosion Monitoring by Robotics. International Journal o Nano Corrosion Science and Engineering. 2. 61-65.

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

50. Polyakov, S.G. & Klimenko, Anatoliy & Kovalenko, S.Yu. (2010). The System of Corrosion Monitoring of Pipelines. *Nauka ta innovacii*. 6. 25- 28. 10.15407/scin6.05.025.

51. Anatoliy, Bazhenov & Galina, Bondareva & Natalia, Grivennaya & Sergey, Malygin & Mikhail, Goryainov. (2017). Main Pipelines Corrosion Monitoring Device. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 50. 012032. 10.1088/1755-1315/50/1/012032.

52. Yang, Bo. (2000). RealTime Localized Corrosion Monitoring.

53. Priyanka, E.B. & Chenniappan, Maheswari & Thangavel, S. & M., Ponni. (2020). Integrating IoT with LQR-PID controller for online surveillance and control of flow and pressure in fluid transportation system. *Journal of Industrial Information Integration*. 17. 100127. 10.1016/j.jii.2020.100127.

54. Мониторинг коррозии внутренней поверхности трубопровода [Текст] // Добывающая промышленность. – Москва, 2019. - №6.

55. Бендов, М.С. Современные методы мониторинга коррозии / М.С. Бендов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2010. — № 10 (21). — С. 14-16. — URL: <https://moluch.ru/archive/21/2109/> (дата обращения: 10.05.2020).

56. Р.И. Мухаметзянов. Мониторинг коррозионного состояния промышленных трубопроводов. [Текст] / Р.И. Мухаметзянов, А.Т. Фаритов, М.А. Худяков // Коррозия ТНГ. – Москва, 2017. - №3(38). – С. 12-14.

57. Yang, B. (2000). Real-Time Localized Corrosion Monitoring in Industrial Cooling Water Systems. *CORROSION*, 56(7), 743–756. doi:10.5006/1.3280578

58. Э.П. Мингалев. Коррозия трубной стали во влажных болотноторфяных грунтах юга Западной Сибири [Текст] / Э.П. Мингалев, А.Г. Перекупка, С.М. Соколов // Нефтяное хозяйство. – Тюмень 2014. - №2. – С. 40-43.

59. И.Ф. Бырылов. Определение скорости коррозии трубных сталей в суспензиях грунтов различного состава [Текст] / И.Ф. Бырылов // Известия вузов. Северо-кавказский регион. – Новочеркасск 2011. - №3. – С. 108-110.

60. Костицына И.В. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений [Текст]: дис... канд. техн. наук: 02.00.04 / Костицына Ирина Валерьевна – Челябинск 2014. – 147 с.

61. GAS PIPELINE INCIDENTS 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016)

62. CONCAWE Performance of European cross-country oil pipelines Statistical summary of reported spillages in 2016 and since 1971

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

63. Ростехнадзор. ГОДОВОЙ ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ В 2018 ГОДУ – Москва, 2019 г.

64. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ СЕНСОРОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НА ОБЪЕКТАХ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА НА ПРИМЕРЕ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» [Электронный ресурс] / 2017.
– Режим доступа: <https://bit.ly/2SQCjg0>, свободный

65. A.-L. Barab'asi and R. Albert, Science 286, 509 - 1999.

66. NORSOK STANDARD M-506. CO2 corrosion rate calculation model. Draft 1 for Rev. 2, March. 2005

67. MULTIPHASE FLOW PRODUCTION MODEL THEORY AND USER'S MANUAL - MAURER ENGINEERING INC. 2916 West T.C. Jester Houston, Texas 77018. – 1994

68. Moore, Edward F. Gedanken-experiments on Sequential Machines (неопр.) // Automata Studies, Annals of Mathematical Studies. — Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1956. — № 34. — С. 129— 153.

69. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)

70. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 51858-2020 "Нефть. Общие технические условия" (утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2020 г. N 726-ст)

71. А.В. Аржиловский, А.В. Алферов, Р.И. Валиахметов. Концепция системы мониторинг надежности и эксплуатации промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство – сентябрь 2018, С. 128-132.

72. Пастернак В.И. Противокоррозионные покрытия для труб малого диаметра / В.И. Пастернак., И.Е. Поляков – Москва: ВНИИОЭНГ, 2014. – 243 с. - Текст: электронный

73. Шатило С. П., Садыков А. А., Штенников В. С. Обеспечение надежности промысловых трубопроводов на месторождениях Западной Сибири // Территория Нефтегаз. 2009. №4.

74. Медведева, М. Л. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров : Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля / М. Л. Медведева, А. В. Мурадов, А. К. Прыгаев ; Рецензенты: Бугай Дмитрий Ефимович, профессор Уфимского государственного нефтяного технического университета, д.т.н., профессор Балдаев Лев Христофорович, генеральный директор ООО "Технологические системы защитных покрытий", д.т.н.. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2013. – 250 с. – ISBN 978-5-91961-104-2. – EDN WZGXDF.

75. Махмотов Е.С., Алексеев С.Г., Алдыяров Т.К., Дидух А.Г., Нефедов А.Н., Кудайбергенов С.Е., Абдулин Х.А. Возможность оценки развития коррозионных процессов на внутренней поверхности нефтепровода // Нефть и газ. 2013. № 1. С. 45-50.

76. Баранов А.Н., Гусева Е.А., Красноперов А.Н., Победаш А.С., Юдин А.Н. Исследование коррозионных процессов в производстве алюминия и разработка новых методов защиты металлов // Известия высших учебных заведений. Цветная металлургия. 2008. № 4. С. 10.

77. РД 39-0147103- 362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений

78. Овчинников Игорь Георгиевич, Овчинников Илья Игоревич, Баширзаде Самир Рафаил Оглы Прогнозирование поведения трубопроводных конструкций в сложных грунтово-геологических условиях. Часть 1. Обобщенная модель деформирования трубопровода // Вестник евразийской науки. 2016. №4 (35).

79. Ахияров, Рустем Жоресович. Ресурсосберегающие технологии предотвращения биокоррозии и образования эмульсий в процессах нефтедобычи: теоретическое обоснование, экспериментальные исследования, практический опыт: диссертация ... доктора технических наук: 05.02.13

80. Хусаинова, Дина Анасовна. Обоснование технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						107

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

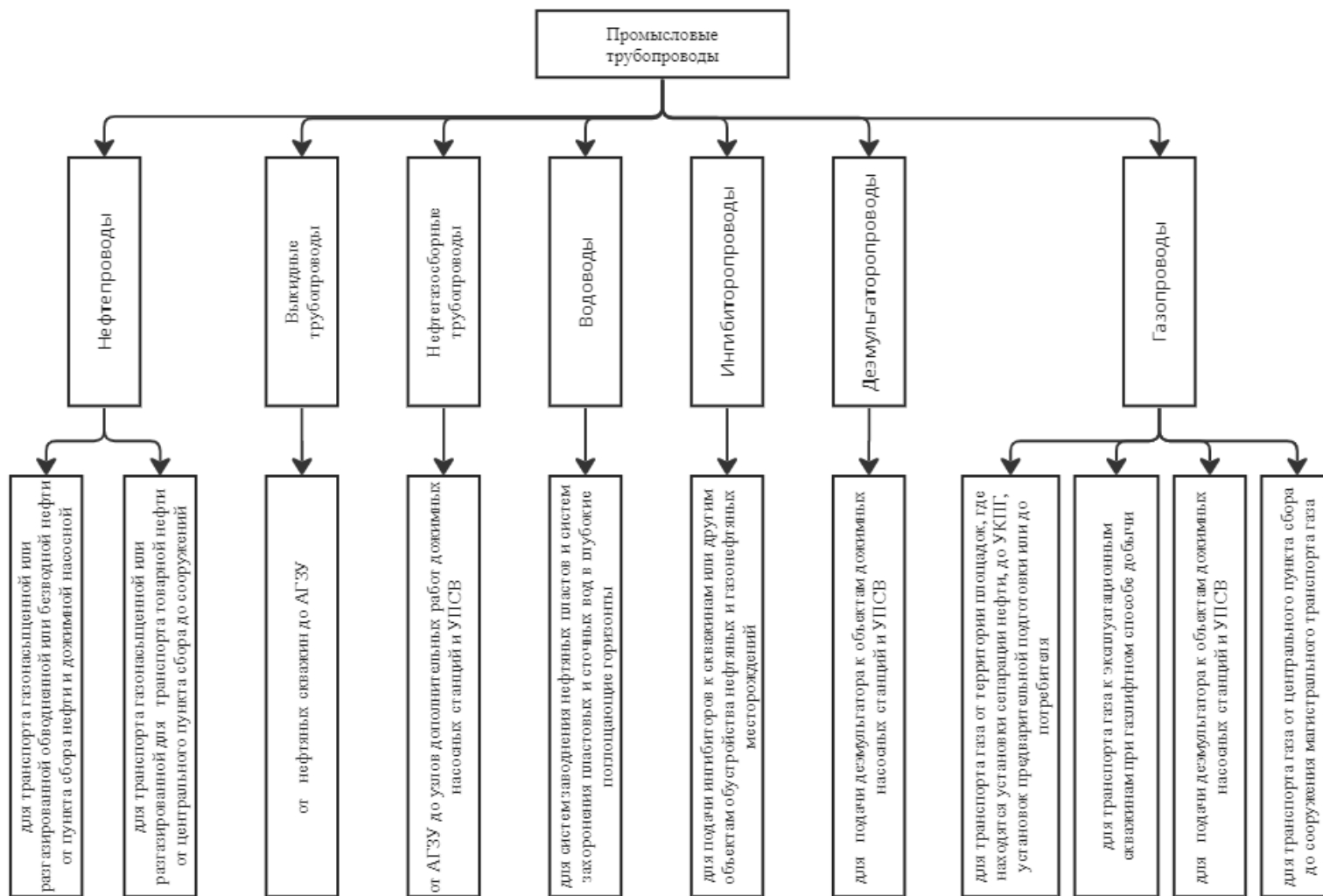


Рисунок 2 – Классификация промышленных нефтепроводов

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

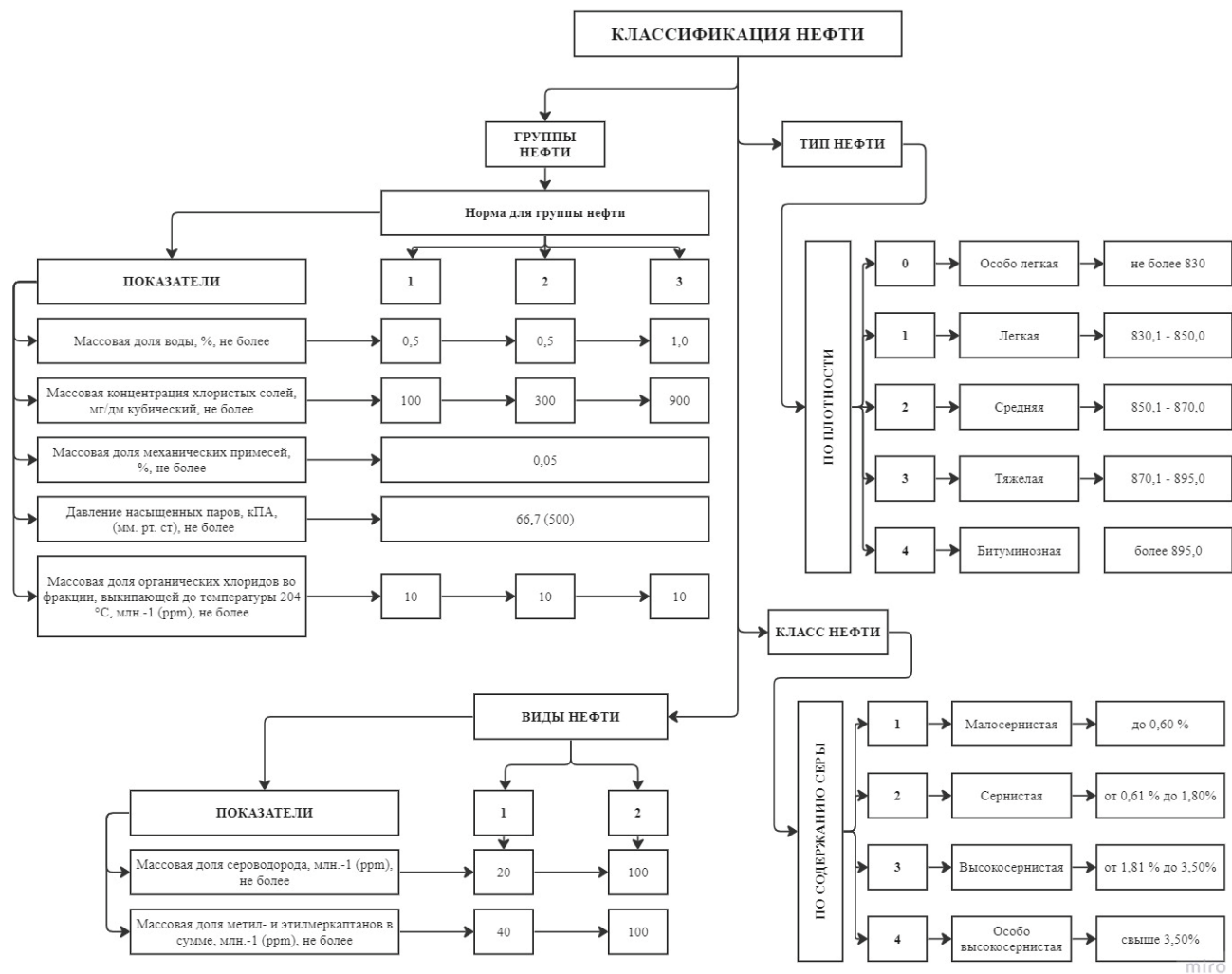


Рисунок 3 – Классификация нефти

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

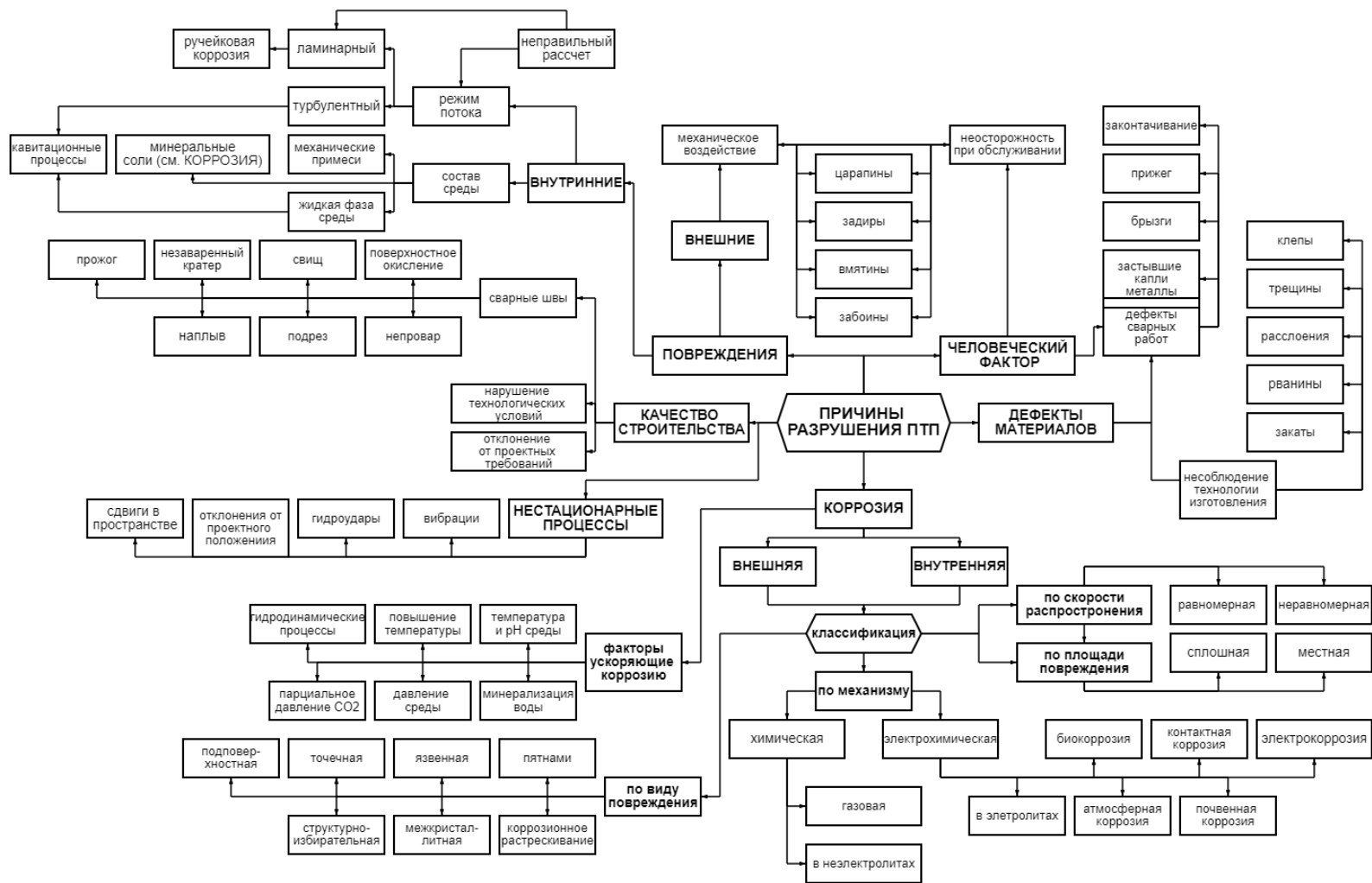


Рисунок 4 – Матрица причин отказов ПТ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

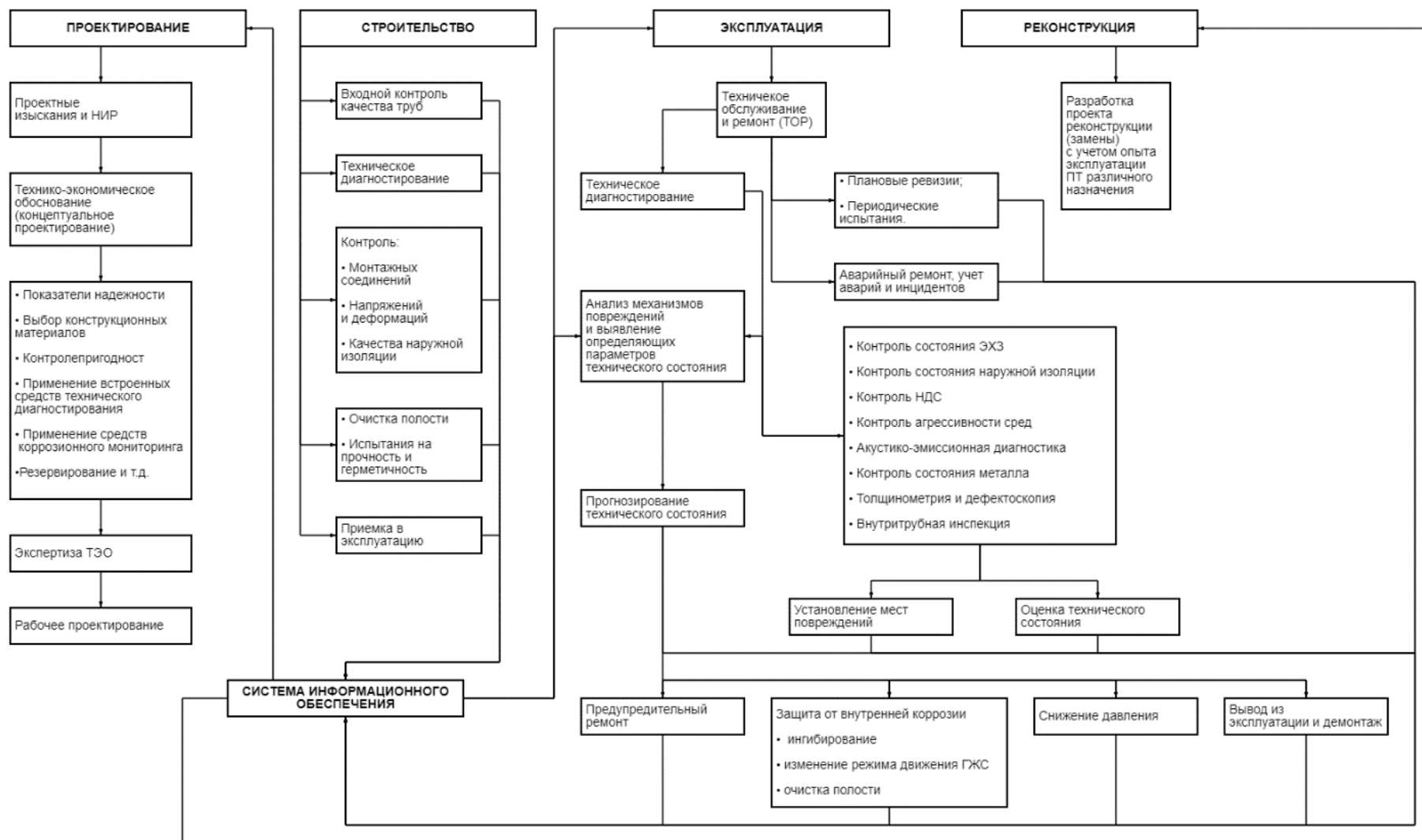


Рисунок 5 – Основные элементы и процессы обеспечения надежности промышленных трубопроводов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

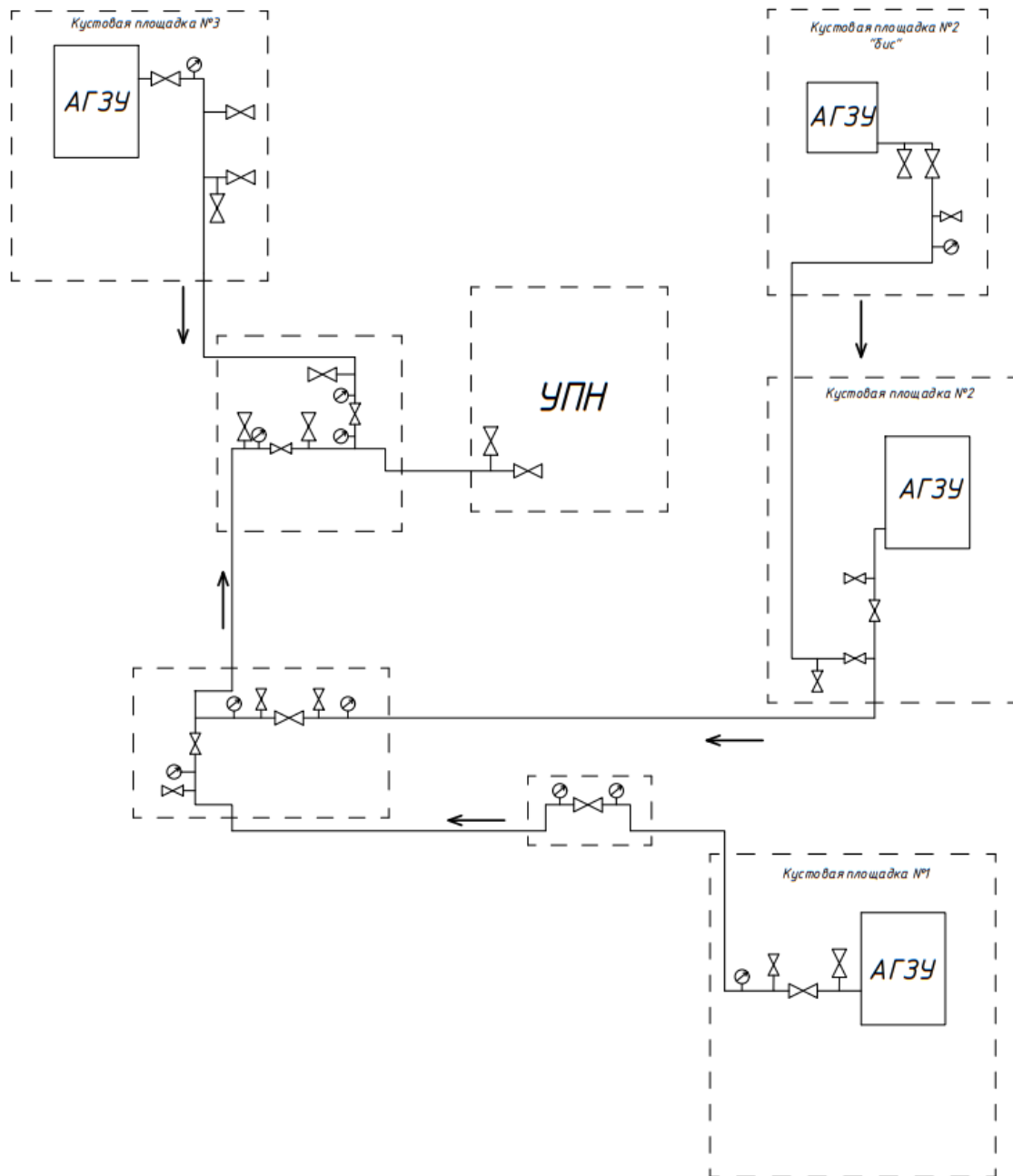


Рисунок 6 – Технологическая схема промышленных трубопроводов
[REDACTED] месторождения

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

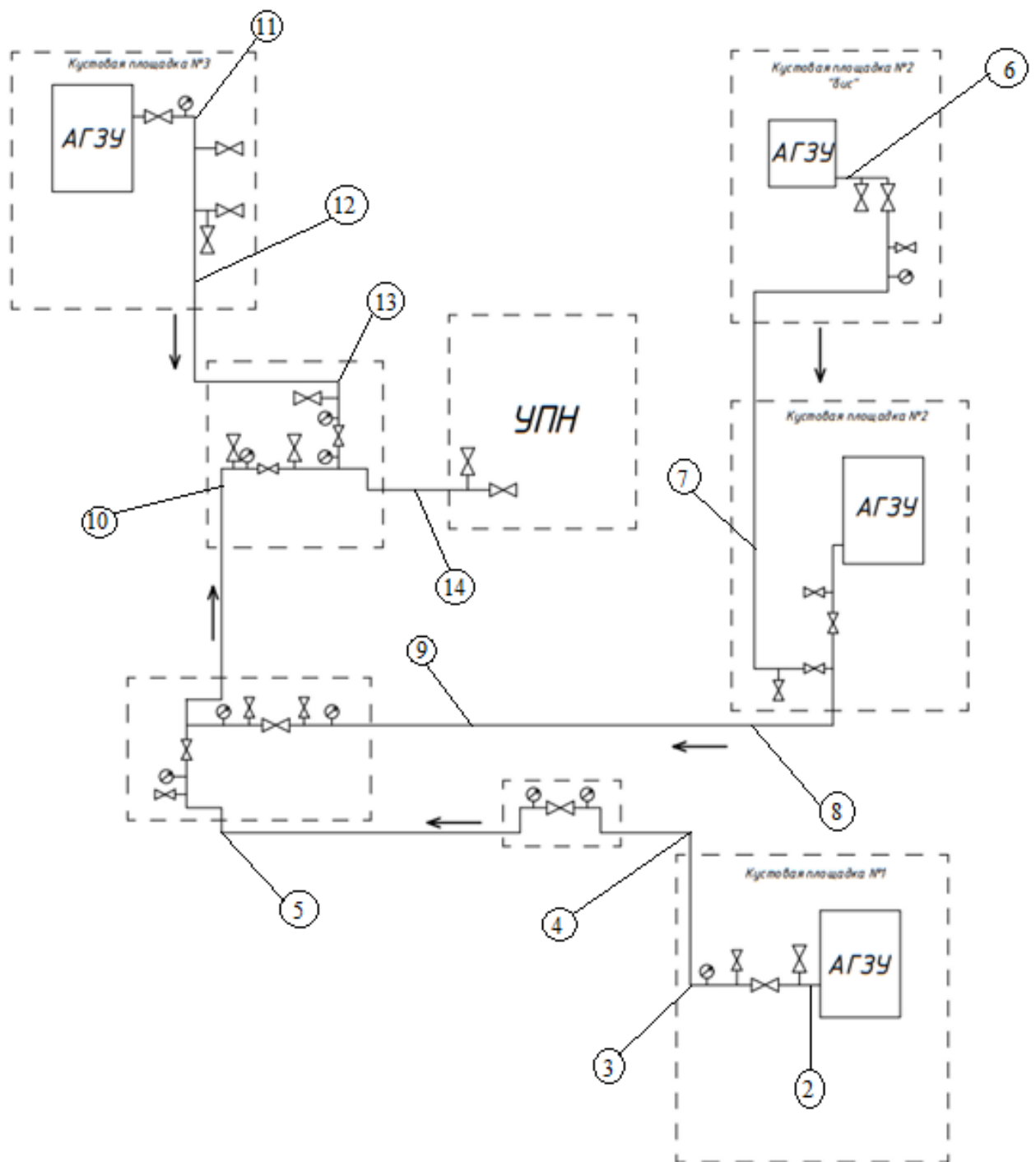


Рисунок 7 – Схема расположения контрольных участков

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

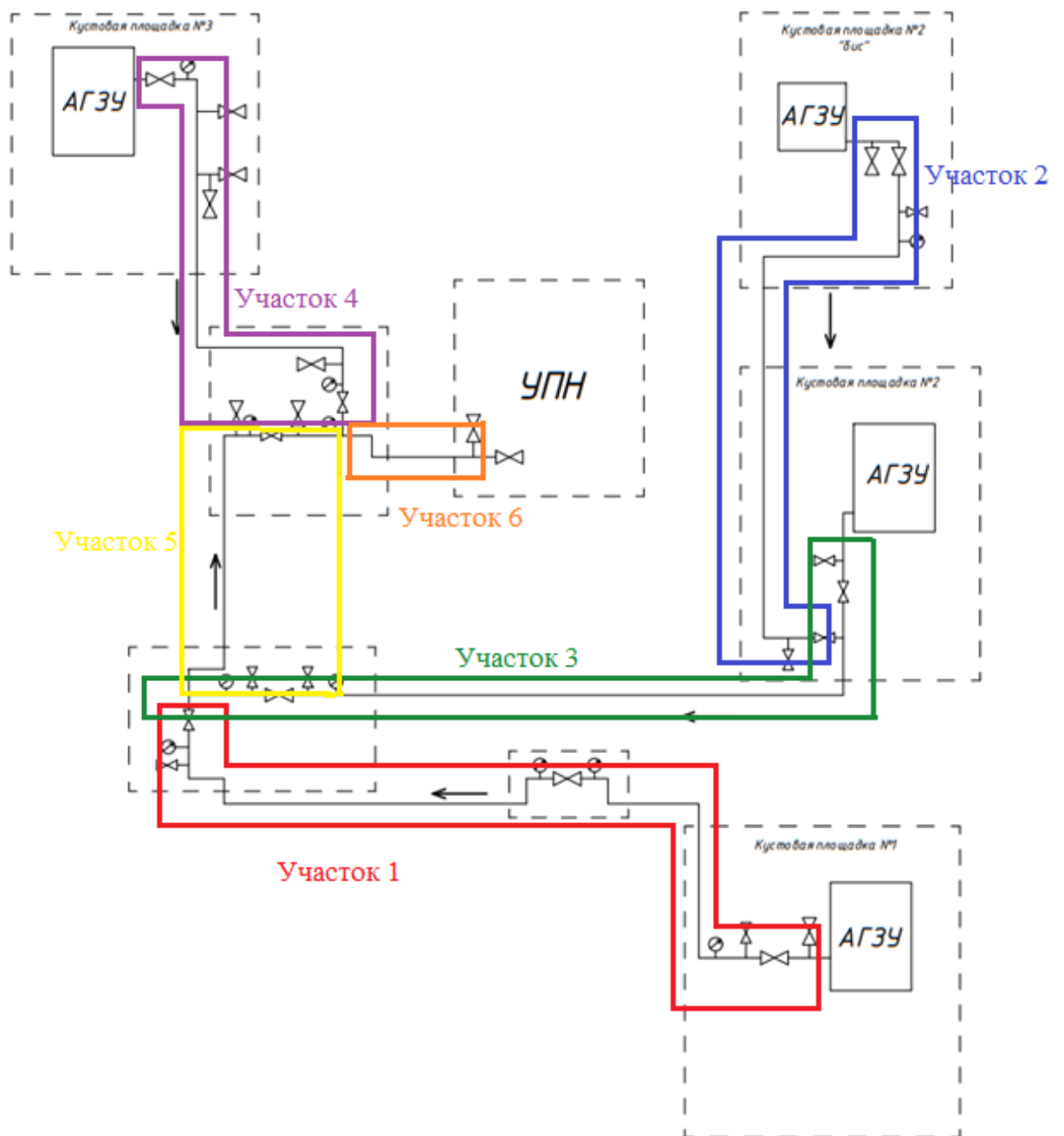


Рисунок 8 – Разбиение технологической схемы на участки

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Разработка комплекса мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтепровода на примере объектов в Томской области

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Волков Руслан Аликович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ И ДЕФЕКТА ТИПА РУЧЕЙКОВАЯ КОРРОЗИЯ



Рисунок 9 – Колено трубопровода



Рисунок 10 – Дефект типа ручейковая
коррозия глубина 2 мм, ширина 20 мм

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

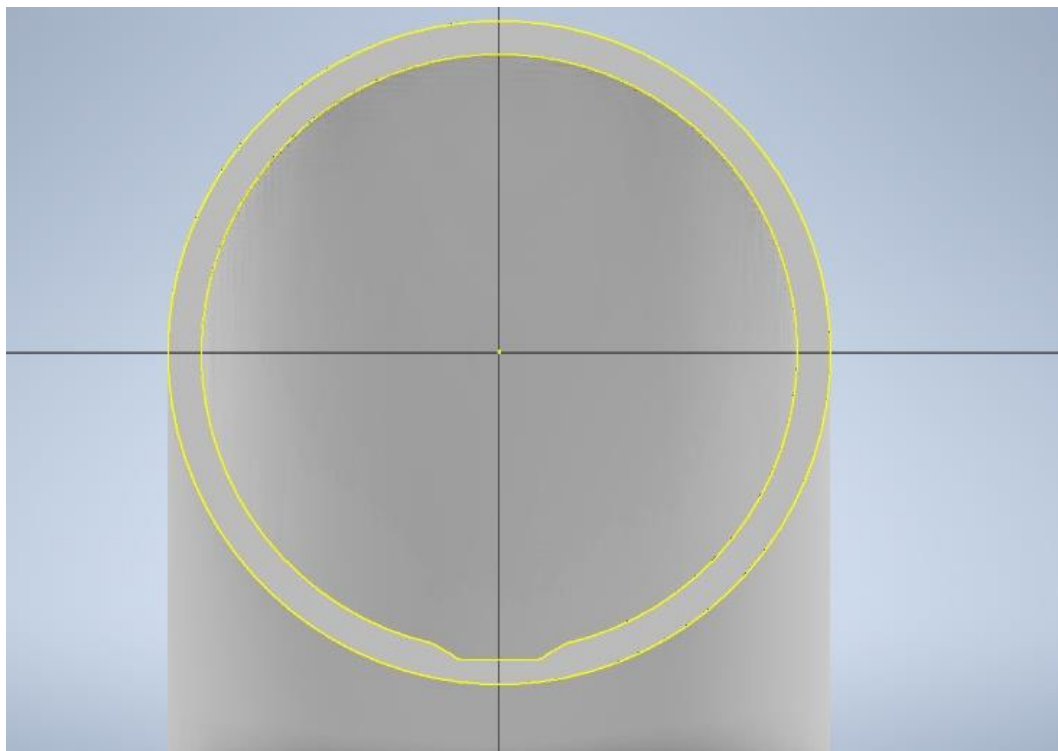


Рисунок 11 – Профиль дефекта

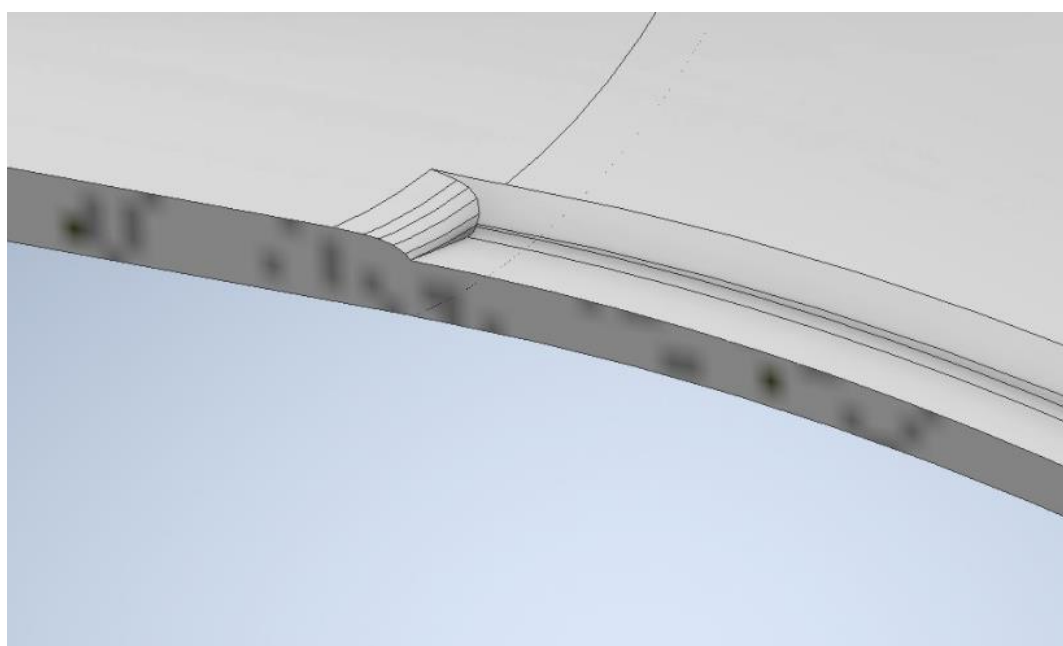


Рисунок 12 – Дефект типа ручейковая коррозия

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

ЗАДАНИЕ МАТЕРИАЛА

Редактор материалов: 09Г2С

Идентификатор Представление ⇄ Физические параметры ⇄

► Информация

▼ Базовые температурные

Теплопроводность	4,700E+01 Вт/(м·К)
Удельная теплоемкость	0,500 Дж/(г·°С)
Коэффициент теплового расширения	13,000 мкм/(м·°С)

▼ Механические

Поведение	Изотропный
Модуль Юнга	210,000 ГПа
Коэффициент Пуассона	0,30
Модуль сдвига	77000,000 МПа
Плотность	7,850 г/см ³

▼ Прочность

Предел текучести	245,000 МПа
Предел прочности растяжения	500,000 МПа

Термообработка

OK Отмена Применить

Рисунок 13 – Физические параметры стали 09Г2С

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В АНАЛИЗ КОЛЕНА В ПРОЕКТНОМ ПОЛОЖЕНИИ

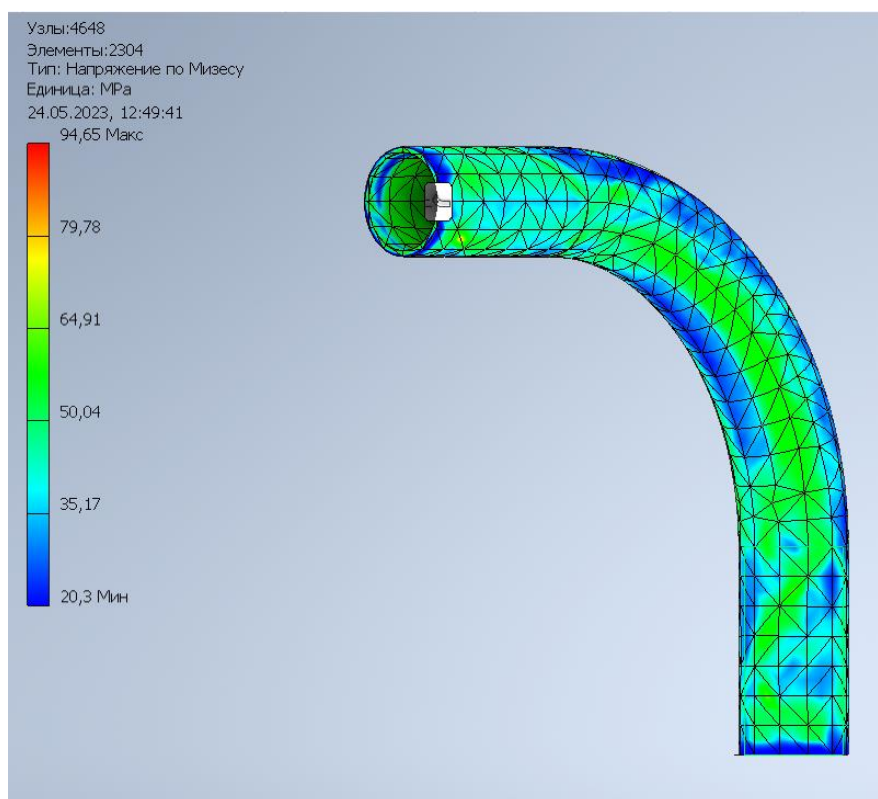


Рисунок 14 – Напряжения по Мизесу в проектном положении

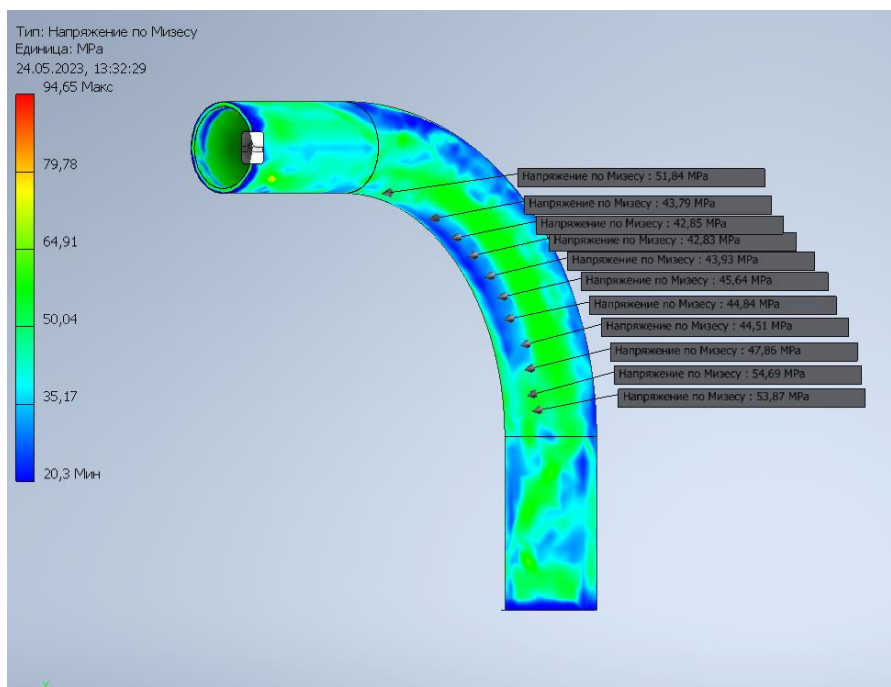


Рисунок 15 – Расстановка 11 датчиков на зону,
где будет протекать ручейковая коррозия

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

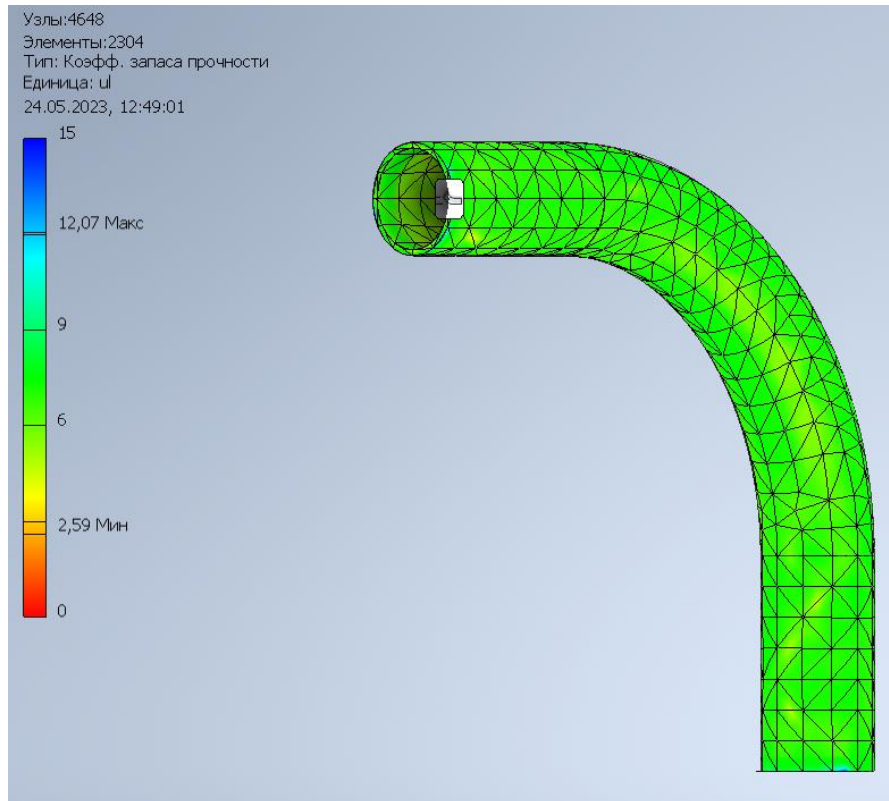


Рисунок 16 – Коэффициент запаса прочности

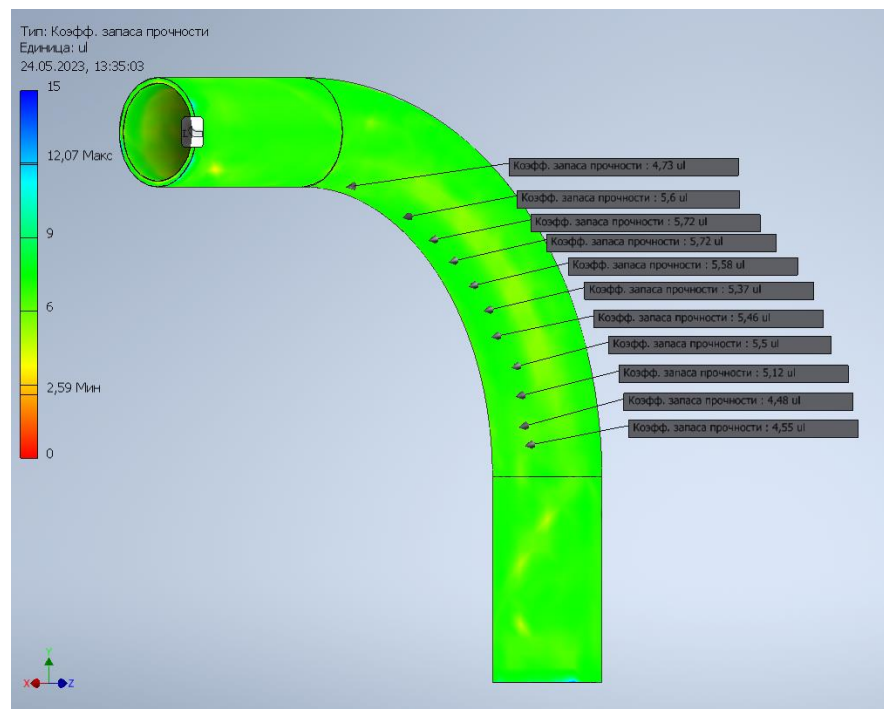


Рисунок 17 – Расстановка 11 датчиков в месте образования ручейковой коррозии

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

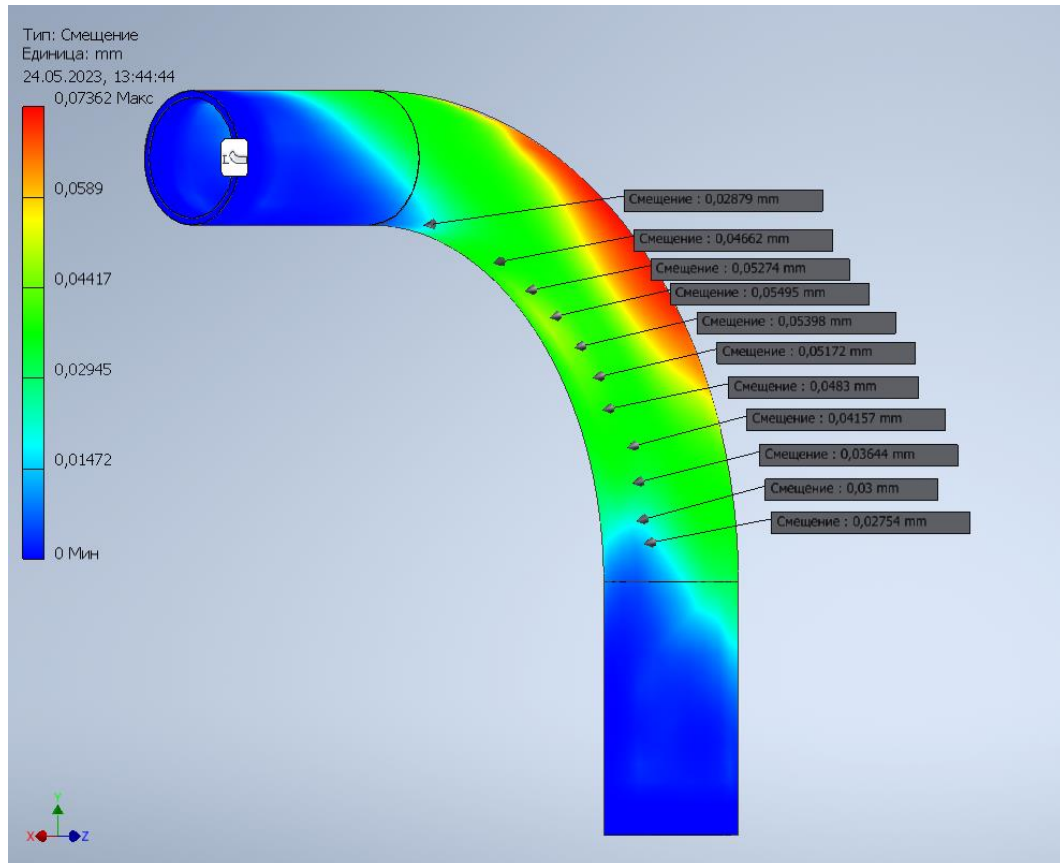


Рисунок 18 – Смещение и расстановка 11 датчиков в области образования ручейковой коррозии

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В АНАЛИЗ КОЛЕНА ЧЕРЕЗ ГОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

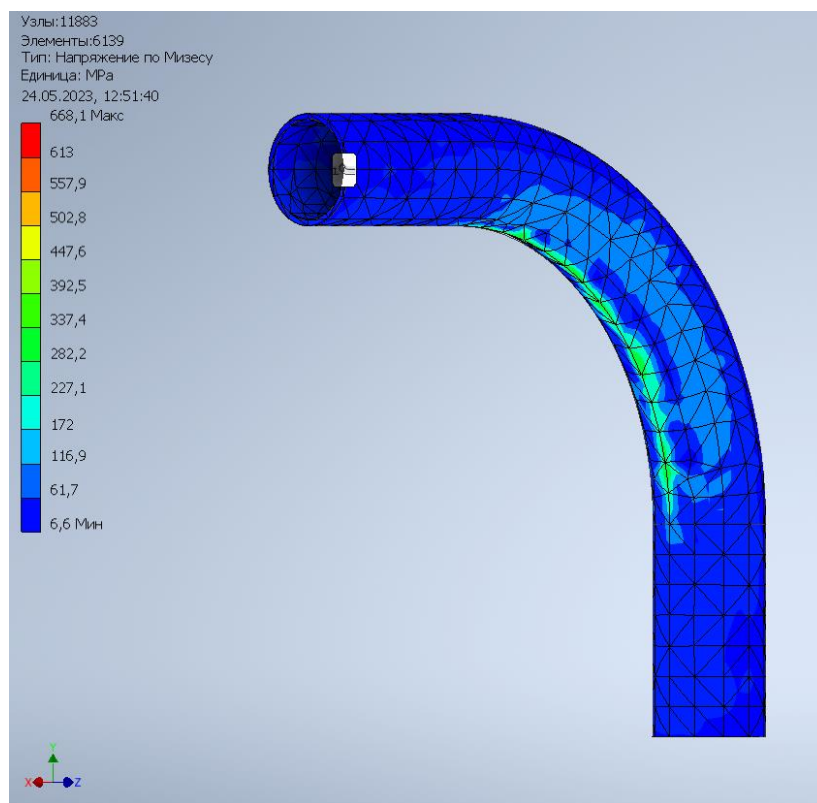


Рисунок 19 – Концентрация напряжений по Мизесу в области образования дефекта

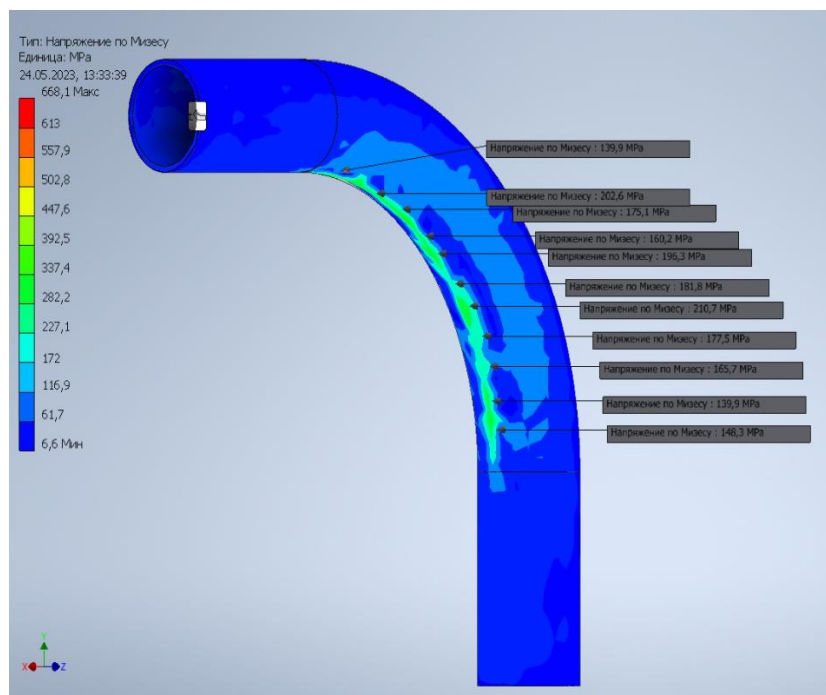


Рисунок 20 – Расстановка 11 датчиков в области образования дефекта

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

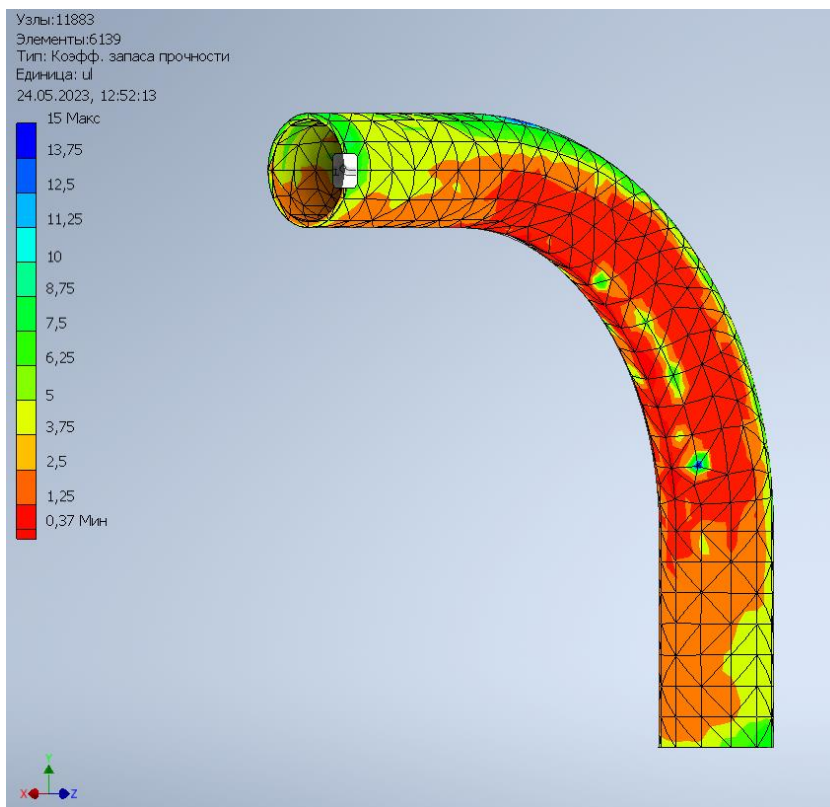


Рисунок 21 – Коэффициент запаса прочности

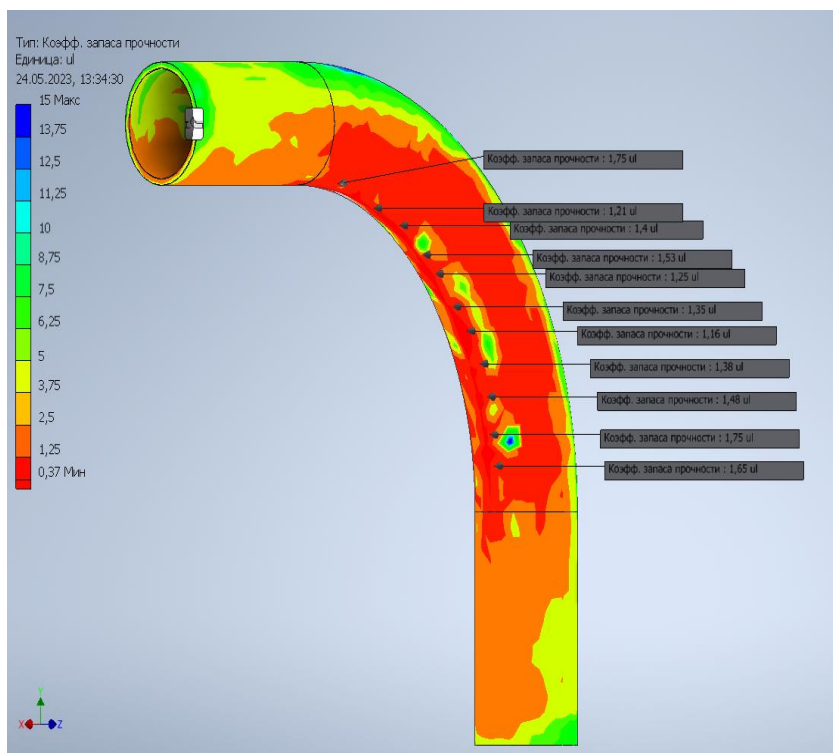


Рисунок 22 – Расстановка 11 датчиков о области концентрации напряжений

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

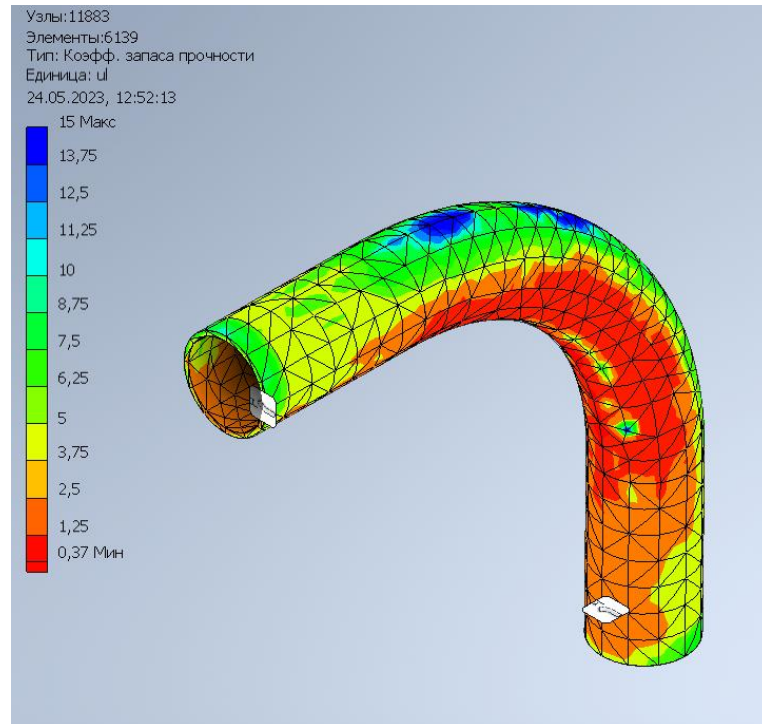


Рисунок 23 – Коэффициент запаса прочности

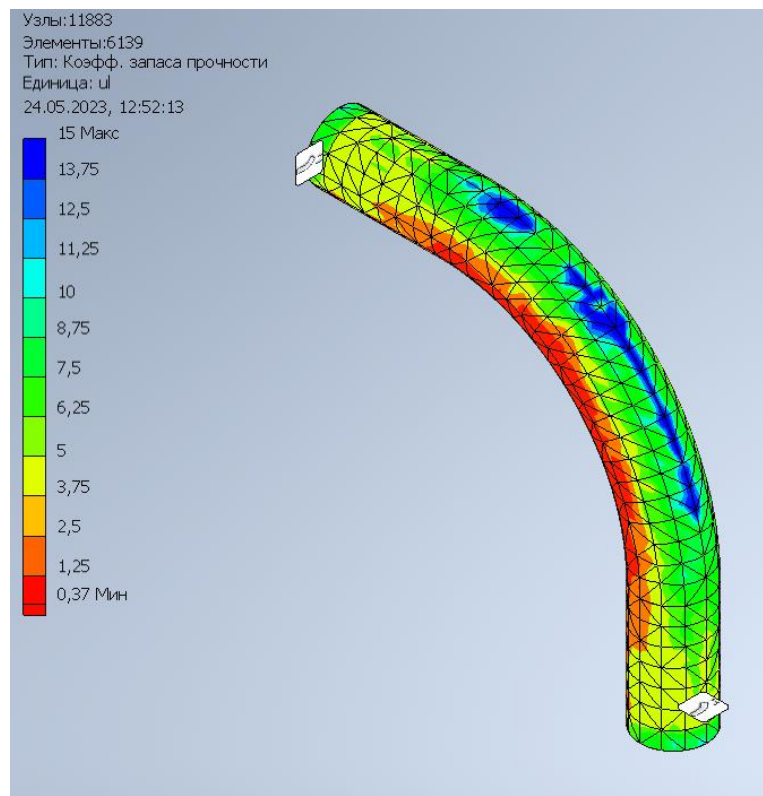


Рисунок 24 – Коэффициент запаса прочности

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

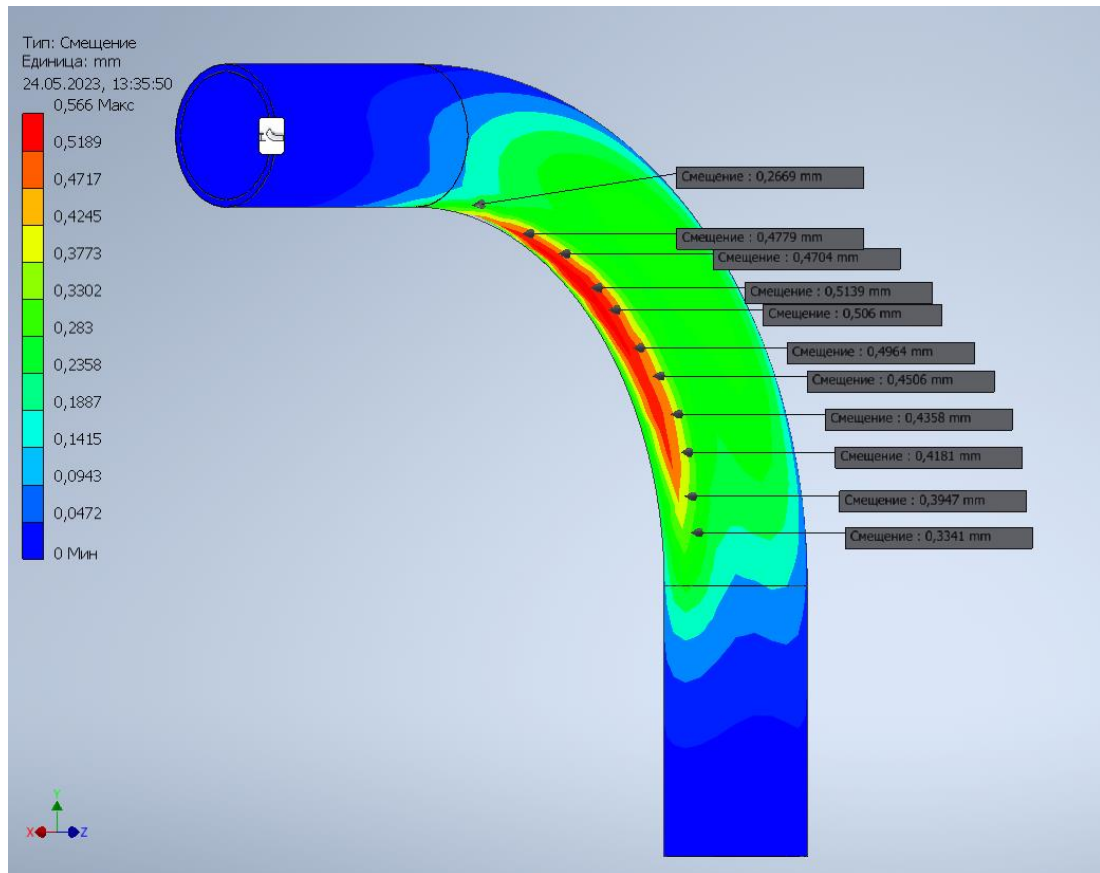


Рисунок 25 – Смещения в области образовавшегося дефекта